



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

OTSO-VILLE RINNE
TASESELVITYS- JA MITTAUSJAKSOJEN EROSTA AIHEUTUVA
TASEVIRHE

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 6. huhti-
kuuta 2016

TIIVISTELMÄ

OTSO-VILLE RINNE: Taseselvitys- ja mittausjaksojen erosta aiheutuva tasevirhe

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 76 sivua, 13 liitesivua

Lokakuu 2016

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: taseselvitys, tasevirhe, taseselvitysjakso, mittausjakso, tasehallinnan suuntaviiva, verkkosäätöt

Euroopan unionin energiapolitiikan keskeisiä tavoitteita ovat päästöjen vähentäminen ja eurooppalaisten energian sisämarkkinoiden luominen. Tämän seurauksena aiempaa kansallista sääntelyä täydennetään Euroopan laajuisilla verkkosäätöillä ja suuntaviivoilla, jotta sähköjärjestelmä säilyisi toimintakykyisenä tuotanto- ja kulutusrakenteen muuttuessa ja rajasiirtoyhteyksien lisääntyessä. Tasehallinnan suuntaviivan tarkoituksena on harmonisoida säätösähkömarkkinoiden ja taseselvityksen käytännöt Euroopassa. Euroopan komission käsittelyyn siirtyneessä tasehallinnan suuntaviivassa määritellään, että kantaverkkoyhtiöiden on kehitettävä ehdotus taseselvityksen käytäntöjen harmonisoinnista.

Suomessa ja muissa Pohjoismaissa taseselvitysjakson pituus on tällä hetkellä tunti, ja Suomessa lähes kaikki sähkötoimitukset mitataan tuntitasolla. Mikäli taseselvityksen harmonisoinnin yhteydessä päädytään nykyistä lyhempään taseselvitysjaksoon, saattaa osa sähkömarkkinatoimijoista jäädä tuntimittauksen piiriin siirtymäajaksi lyhemmän taseselvitysjakson tullessa käyttöön.

Tässä työssä tarkastellaan tilannetta, jossa taseselvitysjakson pituus on 15 minuuttia, mutta kaikkien tai osan energiamittareista mittausjakso on vielä tunti. Tarkoituksena on arvioida taseselvitys- ja mittausjaksojen välisestä erosta aiheutuvaa tasevirhettä eli eroa sekä suunnittelun ja toteutuneen tuotannon että kulutuksen välillä. Tasevirheen suuruuden ja sen aiheuttamien kustannusten arvioimiseksi kulutusta ja tuotantoa tarkasteltiin erilaisissa skenaarioissa, joissa tuntitasolla mitatuista lukemista muodostettiin 15 minuutin lukemia profiloimalla kaikki tai osa tuntimitatusta energiasta, osa energiasta oli mitattu 15 minuutin tarkkuudella tai tuntimittauksia käytettiin sellaisenaan.

Tarkastelussa käytettiin Fingridin käytönvalvontajärjestelmästä saatavaa tuotanto- ja kulutusdataa sekä tasehallinnan tarpeisiin muodostettuja kulutus- ja tuotantoennusteita. Tasevirhettä tarkastellessa havaittiin, että mikäli kulutus- tai tuotantoennuste vastasivat tarkasti toteutunutta kulutusta tai tuotantoa, pienin tasevirhe aiheutui skenaarioissa, joissa energiaa mitattiin 15 minuutin jaksoissa tai tuntilukemista muodostettiin 15 minuutin lukemia profiloimalla. Lisäksi tuotannon ja kulutuksen muutostilanteissa virhe oli pienempi skenaarioissa, joissa tuntilukemia ei käytetty suoraan. Täten tuntilukemien profilointi on kannattavaa etenkin kulutukselle ja tuotannolle, jotka vaihtelevat voimakkaasti. Mittareiden uudelleenkonfigurointi ei tässä tarkastelussa vaikuttanut kannattavalta ennen niiden käyttöänsä päättymistä. Mittareita uusittaessa on kuitenkin perusteltua siirtää taseselvitysjakson pituiseen mittausjaksoon.

ABSTRACT

OTSO-VILLE RINNE: Imbalance caused by difference between imbalance settlement and measurement periods

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 76 pages, 13 Appendix pages

October 2016

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Electrical Energy

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: imbalance settlement, imbalance settlement period, measurement period, electricity balancing guideline, network codes

Central goals of the European Union's energy policy are decreasing the amount of emissions and developing a European internal energy market. Because of this, the existing national regulation is being extended by pan-European network codes and guidelines, in order to ensure the operation of the power system while the generation and consumption structure is changing and the cross-border transmission is increasing. The aim of the electricity balancing guideline is to harmonise the principles of balancing markets and imbalance settlement. It is stated in the electricity balancing guideline, which is being discussed by the European commission, that the transmission system operators shall develop a proposal for harmonisation of the main features of imbalance settlement.

In Finland, as well as in other Nordic countries, the imbalance settlement period is one hour and almost all electricity deliveries are also measured at that resolution. Should the imbalance settlement period be harmonised to a period that is shorter than the current one, a share of the market participants might still use the current measurement period of one hour for a transitional period when the shorter imbalance settlement comes into use.

This thesis studies a situation where the imbalance settlement period is 15 minutes but all or a share of meters still operate at an hourly resolution. The aim is to estimate the imbalance between scheduled and actual production caused by difference between imbalance settlement and measurement periods. In order to estimate the volume and costs caused by these imbalances, production and consumption were studied in distinct scenarios, where the average energy of 15 minutes was calculated from the hourly average by profiling all or a share of measurements, a share of the meters were reconfigured to measure at a quarterly resolution or hourly measurements were used as such.

Production and consumption data and forecasts from Fingrid's operation control system were used for this study. The study showed that the smallest imbalances were achieved in scenarios where hourly measurements were profiled or a share of the meters were reconfigured if the production or consumption forecasts were accurate, i.e. they were close to actual production or consumption respectively. In addition, in a situation where either supply or demand was ramping, the imbalances were smaller in scenarios where hourly measurements were not used as such, but profiled or measured at a finer resolution instead. Therefore it is worthwhile to use profiling especially for consumption and production which vary strongly. Reconfiguring the meters before the end of their useful life did not seem to be profitable in this study. Nevertheless, when new meters are installed, their measurement period should be as long as the imbalance settlement period.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Fingrid Oyj:n markkinakehitysyksikössä. Työn ohjaaja oli DI Mikko Heikkilä Fingrid Oyj:stä ja työn tarkastajana toimi professori Sami Repo Tampereen teknillisestä yliopistosta.

Haluan kiittää työni tarkastajaa professori Sami Repoa saamistani kommentteista ja kehitysideoista. Työni ohjaajaa Mikko Heikkilää haluan kiittää diplomityön aiheen kehittämisestä lopulliseen muotoonsa, erinomaisesta ohjauksesta ja saamistani neuvoista ja ideoista työn eri vaiheissa. Lisäksi haluan kiittää työni ohjausryhmää, johon kuuluivat Jyrki Uusitalo, Satu Viljainen ja Vesa Vänskä, hyvistä ja asiantuntevista kommentteista. Kiitokset myös tasemaiseman väelle ja muillekin fingridiläisille hyvästä työilmapiiristä.

Lopuksi vielä kiitokset perheelleni ja ystäväilleni tuesta opintojeni kaikissa vaiheissa ja kiinnostuksesta diplomityötäni kohtaan. Haluan myös kiittää opiskelukavereita mukavista opiskeluajoista. Kiitokset myös Cristinalle.

Helsingissä, 20.9.2016

Otso-Ville Rinne

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Työn tausta ja tavoitteet	1
1.2	Tasehallinnan suuntaviiva	2
1.3	Pohjoismainen näkökulma	4
1.4	Työn rakenne	4
2.	ITÄMEREN ALUEEN SÄHKÖMARKKINAT	6
2.1	Fyysinen sähkökauppa	7
2.1.1	Vuorokausimarkkina	8
2.1.2	Päivänsisäinen markkina	10
2.1.3	Säätösähkömarkkina	11
2.2	Finanssimarkkinat	13
2.3	Sähkömarkkinoiden tulevaisuuden näkymiä	14
3.	POHJOISMAINEN TASEMALLI JA TASESELVITYS	16
3.1	Pohjoismainen tasemalli	16
3.1.1	Tuotantotase	17
3.1.2	Kulutustase	18
3.2	Yksi- ja kaksihintajärjestelmä	19
3.3	Nykyinen taseselvitys	21
3.4	Yhteispohjoismainen taseselvitys	22
4.	SÄHKÖN KULUTUKSEN JA TUOTANNON MITTAUS SEKÄ ENNUSTAMINEN	24
4.1	Sähkön kulutuksen ja tuotannon mittaaminen	24
4.2	Kulutuksen ennustaminen	25
4.3	Tuotannon ennustaminen	27
5.	TASEVIRHEEN HALLINTAKEINOJA	29
5.1	Tasesähkön energiaoptio	29
5.2	Säätö omalla tuotannolla, kuormanohjauksella tai varastoilla	31
6.	15 MINUUTIN TASESELVITYSJAKSO	33
7.	MITTAUSJAKSON VAIKUTUS TASEVIRHEESEEN	37
7.1	Tutkimusaineiston esittely	37
7.2	Tarkasteltavat skenaariot	39
7.3	Tasevirhe Suomessa	40
7.3.1	Kokonaistuotannon tasevirhe	42
7.3.2	Vesivoima	45
7.3.3	Ydinvoima	48
7.3.4	Lauhdevoima	49
7.3.5	Tuulivoima	52
7.3.6	Kokonaiskulutuksen tasevirhe	55
7.3.7	Teollisuuden kulutus	59
7.3.8	Kaupunkialueen kulutus	61

7.4	Tuloksien arviointi	64
7.4.1	Mittareiden uudelleenkonfigurointi	65
7.4.2	Tasevirhe muutostilanteissa	66
7.4.3	Skenaarioiden vertailu.....	69
7.5	Tuloksien luotettavuus	70
8.	JOHTOPÄÄTÖKSET	72
	LÄHTEET.....	74

LIITE A: ESIMERKKI PROFILOIDUSTA TUOTANNOSTA

LIITE B: TASEVIRHEIDEN JAKAUMAT

LIITE C: KOKONAISTUOTANNON TASEVIRHE TALVI- JA KESÄARKIPÄIVÄNÄ

LIITE D: KOKONAISKULUTUKSEN TASEVIRHE TALVI- JA KESÄARKIPÄIVÄNÄ

LYHENTEET JA MERKINNÄT

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, eurooppalainen energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto
DS	Deferred Settlement, sopimuksen tilitys tehdään päivittäin toimitusaikana, mutta vain kerran kaupankäyntiaikana
EB GL	Electricity Balancing Guideline, tasehallinnan suuntaviiva
EPAD	Electricity Price Area Differential, Aluehintaerojohdannainen eli finanssituote, jolla voidaan suojautua aluehintariskiä vastaan
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
KPI	Key Performance Indicator, markkinaosapuolen suorituskykyindeksi yhteispohjoismaisessa taseselvityksessä
MAE	Mean Absolute Error, ennustevirhettä kuvaava absoluuttinen tunnusluku, joka kertoo ennustevirheen kertymän tarkastelujaksolla
MAPE	Mean Absolute Percentage Error, ennustevirhettä kuvaava suhteellinen tunnusluku, joka kertoo suhteellisen keskimääräisen virheen
NBS	Nordic Balance Settlement, yhteispohjoismainen taseselvitys
NC EB	Network Code on Electricity Balancing, tasehallinnan verkkosääntö
$E[P(t)]$	kuorman odotusarvo ajanhetkellä t
$E[T(t)]$	on lämpötilan odotusarvo ajanhetkellä t eli pitkäaikainen lämpötilan päiväkeskiarvo
T_{ave}	ulkolämpötilan päiväkeskiarvo
α	lämpötilariippuvuusparametri (%/°C)
$\Delta P(t)$	ulkolämpötilasta riippuva kuorma ajanhetkellä t

1. JOHDANTO

Tässä työssä tarkastellaan taseselvitys- ja mittausjaksojen välisestä erosta aiheutuvaa tasevirhettä ja siitä sähkömarkkinatoimijoille mahdollisesti aiheutuvia kustannuksia. Nykyään taseselvitysjakso Suomessa ja muissa Pohjoismaissa on tunti. Myös valtaosa (97 %) sähköntoimituksista mitataan tunnin jaksoissa. Siirryttäessä nykyistä lyhempään taseselvitysjaksoon, osa toimijoista saattaa jäädä siirtymäajaksi nykyisen pituisen mittausjakson piiriin. Tässä työssä lyhemmän taseselvitysjakson pituuden oletetaan olevan 15 minuuttia. Tuntimittauksen käyttö tapauksessa, jossa taseselvitysjakso on tätä lyhempi saattaa aiheuttaa toimijalle tasevirheen ja siten tasesähkökustannuksen. Työn tarkoituksena on tämän tasevirheen suuruuden arviointi. Tasevirhettä arvioidaan eri tuotantomuodoille ja kulutustyypeille koko Suomen tasolla skenaarioissa, joissa tuntilukemista muodostetaan 15 minuutin lukemia eri tavoin.

1.1 Työn tausta ja tavoitteet

Euroopassa sähköverkkojen käyttöä ja verkkoon liittymistä koskevat säännöt on aiemmin määriteltä kansallisesti tai niissä on saattanut jopa olla eroja valtion sisällä. Euroopan unionin energiapolitiikan keskeisiä tavoitteita ovat eurooppalaisten energian sisämarkkinoiden luominen ja päästöjen vähentäminen, mistä seuraava sähkön tuotantorakenteen muutos aiheuttavat tarpeen Euroopan laajuiselle sääntelylle, jotta sähköjärjestelmä säilyisi toimintakykyisenä tuotanto- ja kulutusrakenteen muuttuessa ja rajasiirtoyhteyksien lisääntyessä. Euroopan komission julkaisema kolmas energiamarkkinapaketti ja Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EY) N:o 714/2009 verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa ja asetuksen (EY) N:o 1228/2003 kumoamisesta esittelevät sitovat kansainväliset verkkosäännöt keinona eurooppalaisten energian sisämarkkinoiden luomiseksi. Näistä tasehallinnan suuntaviivan (engl. Electricity balancing guideline, EB GL) tavoitteena on määritellä säännöt säätösähkömarkkinoiden ja taseselvityksen harmonisoinnille Euroopassa. Tasehallinnan suuntaviiva tunnettiin aiemmin nimellä tasehallinnan verkkosääntö (engl. Network code on electricity balancing, NC EB).

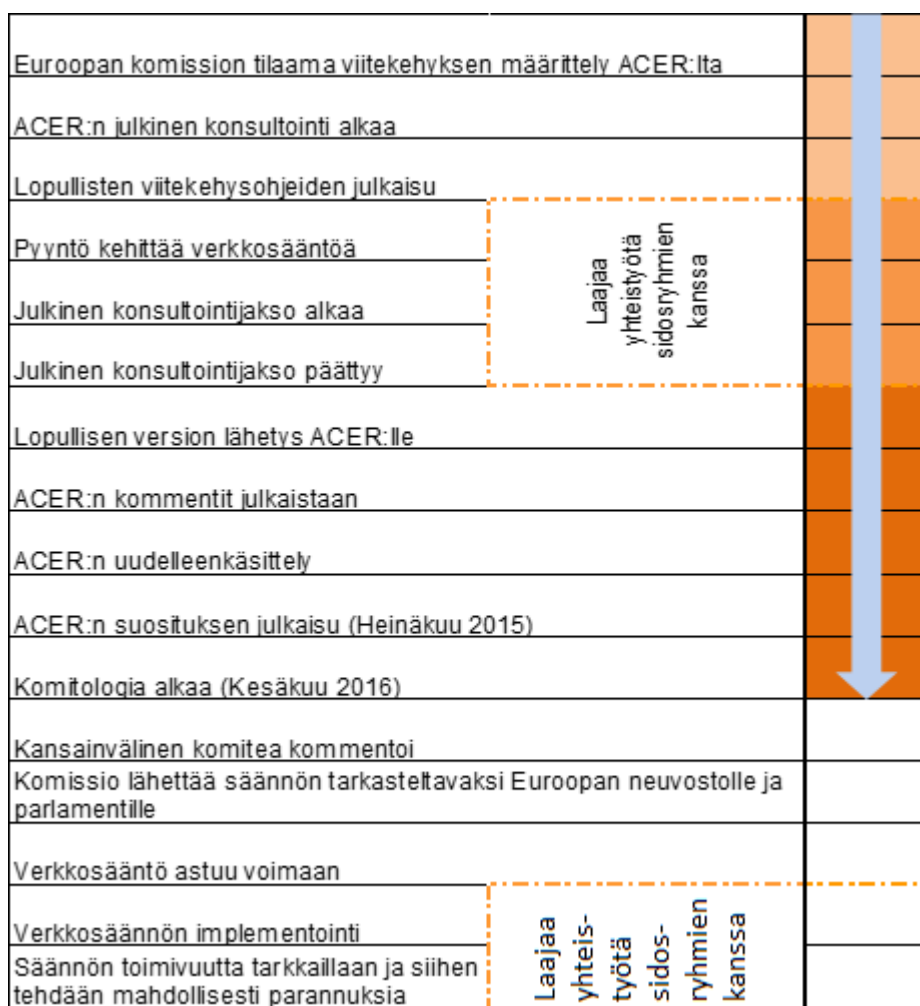
Tämän työn tavoitteena on arvioida sähkömarkkinatoimijoille aiheutuvaa tasevirhettä eli miten suuri ja minkä tyyppinen virhe aiheutuu, kun siirrytään nykyistä lyhempään taseselvitysjaksoon mittausjakson pysyessä ennallaan. Tasevirheen arviointiin käytetään Fingridin käytönvalvontajärjestelmästä saatavaa dataa sähkön kulutuksesta ja tuotannosta sekä tasehallintaa varten 5 minuutin tarkkuudella muodostettuja tuotantoennusteita sekä kulutusennustetta. Näin toteutunutta tuotantoa ja kulutusta voidaan verrata suunniteltuun.

Käytönvalvontadatan avulla voidaan myös arvioida tuotannon ja kulutuksen tunninsisäistä vaihtelua. Tuotannon tunninsisäistä vaihtelua arvioidaan tuotantotyypeittäin eli tarkastellaan erikseen tuuli-, vesi-, ydin- ja lauhdevoimaa. Kulutusta tarkastellaan koko Suomen tasolla sekä erikseen metalliteollisuuslaitokselle ja kaupunkialueelle. Tasevirhettä arvioidaan eri skenaarioissa. Ensimmäisessä skenaariossa kaikki tuotanto ja kulutus on profiloitu toteutuneen tuotannon ja kulutuksen mukaan, toisessa tuntimittaukset jaetaan tasan neljälle 15 minuutin jaksolle ja kolmannessa käytetään näiden yhdistelmää. Lisäksi kokonaistuotannolle ja kulutukselle arvioidaan mittareiden osittaisen uudelleenkonfiguroinnin vaikutuksia tasevirheeseen ja sen aiheuttamia lisäkustannuksia verrattuna muihin skenaarioihin. Myös tasevirheestä toimijoille aiheutuvia kustannuksia arvioidaan.

1.2 Tasehallinnan suuntaviiva

Euroopan komission asetuksessa (EY) 714/2009 määritellään verkkosääntöjen valmisteluprosessi vaiheittain. Verkkosääntöjen valmistelun alkuvaiheessa komissio pyytää Euroopan energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto ACER:ia (engl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators) toimittamaan ei-sitovan puiteohjeen, jossa esitetään verkkosäännön kehityksen periaatteet. Puiteohjeen on edistettävä syrjimättömyyttä, toimivaa kilpailua ja markkinoiden tehokasta toimintaa. ACER:in on kuultava Eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E:tä (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity) ja muita sidosryhmiä, joita asia koskee, puiteohjetta valmistellessaan. Mikäli ACER ei toimita puiteohjetta, sille annettuun määräaikaan mennessä, komissio laatii sen. Puiteohjeen valmistuttua ENTSO-E toimittaa ACER:lle verkkosääntöluonnoksen tarkastettavaksi ja kommentoitavaksi. ENTSO-E voi muuttaa verkkosääntöä ACER:in lausunnon mukaan ja toimittaa sen arvioitavaksi uudelleen. Kun ACER toteaa säännön olevan puiteohjeen mukainen, ACER toimittaa luonnoksen komissiolle ja suosittelee sen käyttöönottoa. Tämän jälkeen verkkosääntö siirtyy komitologiakäsittelyyn, jossa verkkosäännöstä tulee sitovaa eurooppalaista lainsäädäntöä.

Tasehallinnan verkkosäännön puiteohje julkaistiin vuonna 2012. Seuraavana vuonna ENTSO-E toimitti luonnoksen verkkosäännöstä ACER:lle, joka puolestaan julkaisi omat muutosehdotuksensa sääntöön. Vuonna 2014 ENTSO-E lähetti verkkosäännön parannel-lun version ja ACER suositteli säännön käyttöönottoa heinäkuussa 2015 ja julkaisi omat muutosehdotuksensa sääntöön. (ENTSO-E 2016a) Kuvassa 1 on esitetty tasehallinnan verkkosäännön käyttöönoton aikajana, jossa esitetään jo toteutuneet ja tulevat vaiheet säännön kehitykseen ja käyttöönottoon liittyen. Kuva perustuu heinäkuun 2016 tilanteeseen.



Kuva 1. Tasehallinnan suuntaviivan käyttöönoton vaiheet. Nuoli kuvaa prosessin etenemistä. Kuvassa on esitetty tilanne heinäkuussa 2016. Perustuu lähteisiin (ENTSO-E 2016b) ja (Euroopan komissio 2016).

Kuvasta huomataan tasehallinnan suuntaviivan edenneen kesäkuussa 2016 komitologia-käsittelyyn, jossa säännöstä tulee sitovaa eurooppalaista lainsäädäntöä, joka vaikuttaa kantaverkkoyhtiöihin, kansallisiin sääntelyviranomaisiin, ACER:iin, jakeluverkkoyhtiöihin, markkinaosapuoliin ja muihin osapuoliin, joille vastuuta on delegoitu (ACER 2015). Komitologia alkoi kesäkuussa 2016, jolloin päätettiin, että tasehallinnasta ei anneta verkkosääntöä, vaan Euroopan komission asetus tulee olemaan nimeltään tasehallinnan suuntaviiva (Euroopan komissio 2016).

Tällä hetkellä tasehallinnan suuntaviivassa määritellään säännöt säätösähkömarkkinoille ja taseselvitykselle sisältäen erityyppisten reservien hankinnan. Viimeistään vuoden kuluessa verkkosäännön voimaantulosta kaikkien kantaverkkoyhtiöiden on toimitettava ehdotus, siitä kuinka taseselvitys aiotaan pääpiirteittäin harmonisoida. Tässä ehdotuksessa tulee määritellä taselaskennan toteutus, tasesähkön hinnan määräytyminen hinta-alueittain, tasesähkön hinnan laskenta ja sen komponentit sekä yksi- ja kaksihintajärjestelmien käyttö harmonisoitaisiin. Suosittelleessaan säännön käyttöönottoa ACER (2015) esitti, että taseselvitysjakso harmonisoitaisiin 15 minuuttiin, mikäli ENTSO-E:n toteuttama

kustannushyötyanalyysi osoittaa sen olevan järkevää. Euroopan komission käsittelyn alkaessa suuntaviivassa ei ole esitystä taseselvitysjakson pituudesta, ainoastaan vaatimus taseselvityksen käytäntöjen harmonisoinnista (Euroopan komissio 2016). Suuntaviivassa ei ole myöskään määrätty tiettyä voimaantulopäivää, vaan asetus tulee voimaan 18 kuukautta sen jälkeen, kun kaikki sääntelyviranomaiset ovat sen hyväksyneet. On kuitenkin huomioitava, että työssä käsiteltävä tasehallinnan suuntaviiva on alustava ja sen sisältö saattaa muuttua komitologiakäsittelyssä ja Komission odotetaan tekevän oman ehdotuksensa taseselvitysjakson harmonisoinnista.

1.3 Pohjoismainen näkökulma

Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt tekevät omaa selvitystään lyhemmän taseselvitysjakson vaikutuksista ja käyttönotosta. Selvitys tehdään 15 minuutin taseselvitysjaksosta ACER:in (2015) ehdotukseen perustuen. Perusteena lyhempään taseselvitysjaksoon on säästä riippuvan ja vaikeammin ennustettavan uusiutuvan tuotannon sekä uusien tasasähköyhteysien lisääntyminen järjestelmässä. (Fingrid 2016a) Taseselvitysjakson ollessa lyhempi tasapaino tuotannon ja kulutuksen välillä saavutetaan markkinaehtoisesti lyhemmällä aikavälillä.

Selvityksessä taseselvitysjakson lyhennys tarkoittaisi, että kantaverkkoyhtiön ja tasevastaavien välinen taseselvitys tehtäisiin 15 minuutin jaksolla sekä tuotanto- että kulutustasessa. Lisäksi ainakin yhdellä markkinapaikalla kaupankäyntijakso olisi 15 minuuttia, jotta toimijat voisivat saattaa itsensä taseeseen kaupankäynnillä ennen toimitusta. Tämä voitaisiin toteuttaa muuttamalla joko vuorokausimarkkinan, päivänsisäisen markkinan tai molempien kaupankäyntijaksoksi 15 minuuttia tai lisäämällä näiden tunnin jaksolla toimivien markkinoiden rinnalle lyhemmän kaupankäyntijakson markkinat. (Fingrid 2016a)

1.4 Työn rakenne

Tämän työn toisessa luvussa käsitellään Itämeren alueen sähkömarkkinoita ja kaupankäyntiä sähkömarkkinoilla. Luvussa perehdytään fyysisiin markkinoihin eli vuorokausimarkkinoihin, päivänsisäisiin markkinoihin ja säätösähkömarkkinoihin sekä finanssimarkkinoihin, joilla kauppaa käydään erilaisilla suojaustuotteilla.

Kolmannessa luvussa käsitellään pohjoismaista tasemallia, jossa tuotannolle ja kulutuksella on oma taseensa. Luvussa esitellään myös nykyistä taseselvitystä ja tulevaa yhteispohjoismaista taseselvitystä.

Työn neljännessä luvussa esitellään sähkön kulutuksen ja tuotannon mittaamista sekä ennustamista. Luvussa perehdytään sähköntoimitusten mittausta koskeviin asetuksiin ja suosituksiin sekä menetelmiin, joilla sähkön kulutusta ja tuotantoa voidaan ennustaa.

Viidennessä luvussa esitellään keinoja, joita sähkömarkkinatoimijat voivat käyttää tasevirheen hallintaan. Tasevirheen hallintakeinoilla voidaan minimoida joko energiamääräistä tasevirhettä tai tasevirheestä seuraavia tasesähkökustannuksia.

Kuudennessa luvussa käsitellään 15 minuutin taseselvitysjakson teoreettisia vaikutuksia säätötarpeeseen ja tuotantosunnitelmiin ja kulutusennusteisiin. Luvussa esitellään myös lyhemmän kaupankäyntijakson mahdollista vaikutusta säätötarpeeseen.

Seitsemännessä luvussa arvioidaan tuotannon ja kulutuksen tasevirheen suuruutta Suomen tasolla. Luvussa tarkastellaan erilaisia skenaarioita, joissa tuntimitatuista lukemista muodostetaan 15 minuutin lukemia. Lisäksi luvussa verrataan eri skenaariota toisiinsa ja arvioidaan tulosten luotettavuutta.

Kahdeksas luku on yhteenveto, jossa esitetään kootusti keskeiset havainnot. Lisäksi luvussa arvioidaan lyhyesti jatkotutkimuksen tarvetta.

2. ITÄMEREN ALUEEN SÄHKÖMARKKINAT

Tässä luvussa käsitellään Itämeren alueiden sähkömarkkinoiden toimintaa ja eri markkinapaikkoja. Sähkömarkkinoihin sisältyy sähkön toimitus ja kulutus. Sähkön toimitukseen puolestaan sisältyy tuotanto, myynti, siirto ja jakelu, joista siirto ja jakelu ovat valvottuja monopolitoimintoja. Suomessa markkinoiden toimintaa säätelevät muun muassa sähkömarkkinalaki (588/2013) valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista (65/2009), laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013), valtioneuvoston ja työ- ja elinkeinoministeriön päätökset ja asetukset ja Euroopan unionin asetukset ja direktiivit. Suomessa sähkömarkkinat avattiin kilpailulle vuonna 1995 sähkömarkkinalain (386/1995) tullessa voimaan. (Partanen et al. 2015)

Sähkökauppa voidaan jakaa tukku- ja vähittäismarkkinoihin. Tukkukauppaa käydään sähköpörssissä, jossa pörssi toimii selvitystalona, ja osapuolten kahdenkeskeisenä kauppana niin sanotuilla OTC-markkinoilla (engl. Over The Counter). Vähittäismarkkina tarkoittaa joko itse tuotetun tai tukkumarkkinoilta ostetun sähkön myyntiä loppukäyttäjille. Itämeren alueella toimiva sähköpörssi on Nord Pool AS (aiemmin Nord Pool Spot AS), mutta tulevaisuudessa myös ranskalais-saksalainen sähköpörssi EPEX-SPOT aikoo tarjota sähköpörssipalveluita Suomessa ja muissa pohjoismaissa (Energiavirasto 2016a). Kuvassa 2 on esitetty sähkömarkkinoiden eri markkinapaikat, niistä vastaavat toimijat, markkinapaikkojen tuotteet ja kaupankäynnin ajankohta ennen tai jälkeen sähköntoimituksen.



Kuva 2. Sähkömarkkinoiden markkinapaikat, niistä vastaavat toimijat ja tuotteet.

Kuvan mukaan fyysiseen sähkön toimitukseen johtava kaupankäynti tapahtuu sähkön toimitusta edeltävänä päivänä ja sähkön toimituspäivänä vuorokausi- (engl. day-ahead) ja päivänsisäisillä (engl. intraday) markkinoilla. Tätä ennen kaupankäynti on mahdollista erilaisilla johdannaistuotteilla Nasdaq OMX Commodities -finanssimarkkinoilla, joissa kauppaa voidaan käydä jopa kymmenen vuotta eteenpäin. (Partanen et al. 2015). Toimitusjaksolla kauppaa käydään reaaliajassa kantaverkkoyhtiöiden ylläpitämillä säätösähkömarkkinoilla, joilla kantaverkkoyhtiö on aina kaupankäynnin toinen osapuoli.

Säätösähkömarkkinoiden ylläpitämisen lisäksi Fingridin rooli sähkömarkkinoilla on kehittää sähkömarkkinoita yhdessä sidosryhmiensä, asiakkaiden, sähkömarkkinatoimijoiden, muiden kantaverkkoyhtiöiden ja viranomaisten kanssa. Tällä kehitystyöllä pyritään luomaan markkinoiden toiminnan mahdollistavia sääntöjä ja toimintamalleja, jotka takaavat markkinoiden läpinäkyvyyden. Tavoitteena on myös pullonkaulojen minimointi ja siirtokapasiteetin riittävydestä huolehtiminen, joka luo pohjan tehokkaalle hinnanmuodostukselle. (Fingrid 2016b)

2.1 Fyysinen sähkökauppa

Sähköä on kyettävä ostamaan ja myymään jokaisella kaupankäyntijaksolla silloisen tarpeen mukaan kulutuksen ja tuotannon arviontiin liittyvästä epävarmuudesta huolimatta. Sähköpörssin fyysiset markkinat eli vuorokausi- ja päivänsisäiset markkinat vastaavat sähkömarkkinatoimijoiden tarpeeseen ja muodostavat referenssihinnan. Itämeren alueella kulutetusta sähköenergiasta 87 % hankittiin Nord Poolista vuonna 2015. Suomen osalta vastaava luku oli 67 %, joten kahdenvälisten kauppajen osuus oli suurempi kuin alueella keskimäärin (Energiavirasto 2016b). Vuonna 2015 Nord Poolin kaupankäyntivolyyymi

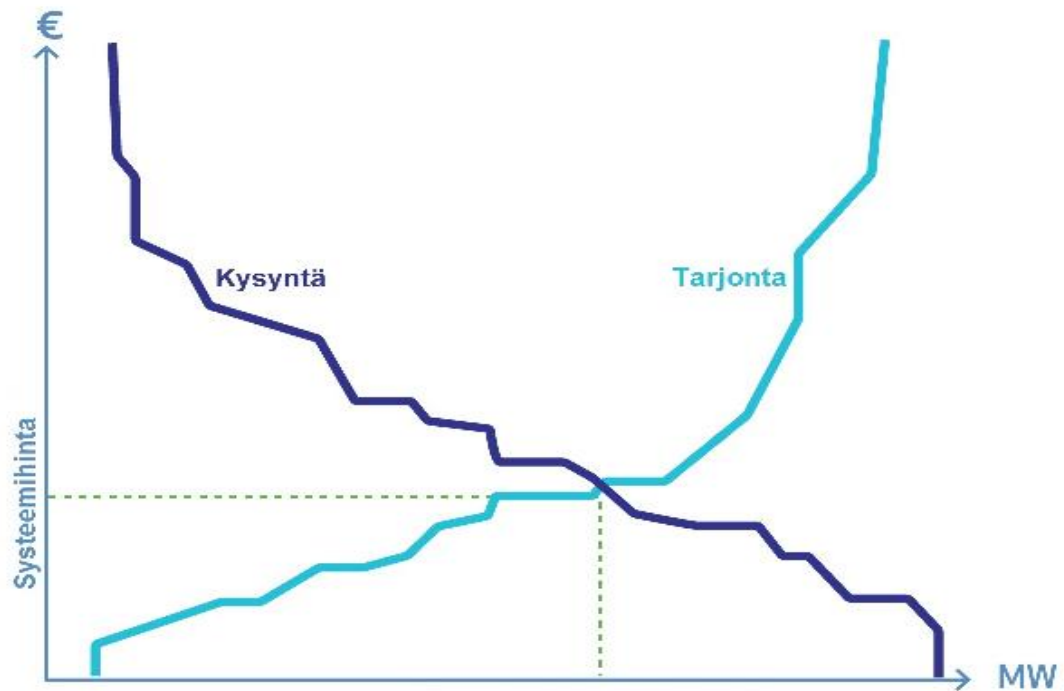
Itämeren alueella oli 374 TWh vuorokausimarkkinoilla ja 5,8 TWh päivänsisäisillä markkinoilla. Toimijoita pörssissä oli 380. (Nord Pool 2016)

2.1.1 Vuorokausimarkkina

Nord Poolin fyysiset markkinat on jaettu kahteen kaupankäyntimekanismiin, vuorokausimarkkinoihin (Elspot) ja päivänsisäisiin markkinoihin (Elbas). Vuorokausimarkkinoilla kaupankäyntimuoto on suljettu huutokauppa, jossa käydään yksi kaupankäyntikierros päivässä. Tämä tarkoittaa, että tarjoukset tehdään tietämättä muiden toimijoiden tarjouksista. Kaupankäynnin kohteena ovat kiinteä sähköntoimitus seuraavan päivän toimitustunneille tai erilaiset blokkituotteet, jotka ovat osto- tai myyntitarjouksia useammalle peräkkäiselle tunnille. Toimijat tekevät vähintään hankittavan tai myytävän volyymin ja hintavälin kyseiselle volyymille sisältävän tarjouksen omalle tarjousalueelleen seuraavan päivän kullekin tunnille kello 13 Suomen aikaa mennessä.

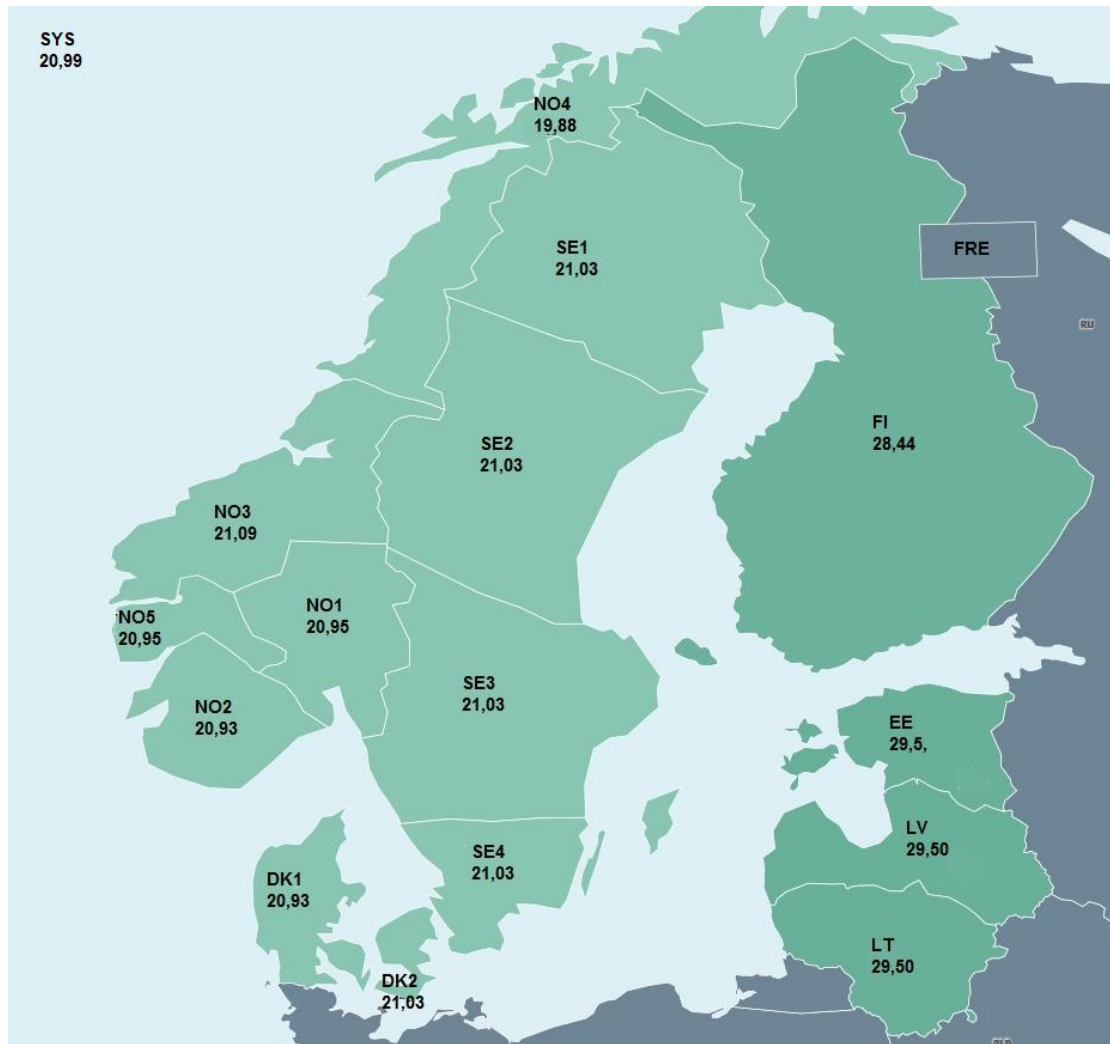
Markkinat on jaettu viiteentoista tarjousalueeseen: Norjassa on viisi, Ruotsissa neljä, Tanskassa kaksi tarjousaluetta, Suomi, Viro, Latvia ja Liettua ovat kukin oma tarjousalueensa. Tarjousalue voi olla oma hinta-alueensa, jolloin sille muodostuu oma muiden tarjousalueiden hinnoista poikkeava hinta. Useampi tarjousalue voi myös yhdistyä suuremmaksi hinta-alueeksi alueiden välisen siirtokapasiteetin salliessa. (Nord Pool 2016, Partanen et al. 2015)

Kaikkien toimijoiden lähetettyä tarjouksensa osto- ja myyntitarjouksista muodostetaan aggregoidut kysyntä- ja tarjontakäyrät, joiden leikkauspiste on systeemihinta, joka on teoreettinen hinta markkina-alueelle. Toisaalta systeemihinta on se hinta, joka sähköenergiasta ollaan valmiita maksamaan. Systeemihinnan muodostumista on havainnollistettu kuvassa 3.



Kuva 3. Systeemi hinnan muodostuminen. Perustuu lähteeseen (Nord Pool 2016)

Systeemi hintaa laskettaessa ei huomioida mahdollisia rajoituksia alueiden välisissä siirtokapasiteeteissa ja ideaalitalanteessa sähkön hinta on systeemi hinta koko markkina-alueella. Käytännössä kuitenkin alueille muodostuu systeemi hinnasta poikkeavia alue hintoja alueiden välisistä siirtorajoituksista aiheutuvista pullonkauloista johtuen. Pullonkaulatilanteessa siirtoyhteydet tarjousalueiden välillä eivät ole riittävät markkinaperusteiseen siirtoon ja sähkö ei pääse virtaamaan alueelta, jossa tarjontaa on enemmän kuin kysyntää alueelle, jossa kysyntää on enemmän kuin tarjontaa. Alueella, jolla kysyntä on tarjontaa suurempi, hinta nousee ja alueella, jolla tarjonta on kysyntää suurempi, hinta laskee systeemi hintaan nähden. Kuvassa 4 on esitetty esimerkinomaisesti Itämeren alueen tarjousalueet, niiden alue hinnat ja systeemi hinta 6.4.2016.



Kuva 4. Tarjousalueet ja aluehinnat sekä systeemihinta esitettynä euroina/MWh Nord Poolin alueella 6.4.2016. Perustuu lähteeseen (Nord Pool 2016)

Kuvasta 4 huomataan, että Suomen ja Baltian aluehinnat ovat selvästi systeemihintaa ja Ruotsin, Norjan ja Tanskan aluehintoja korkeammat eli näillä alueilla kysyntä on korkeampi kuin tarjonta, ja niiden ja alemman hinnan hinta-alueiden välillä on pullonkauloja. Norjassa taas eräillä hinta-alueilla hinta on systeemihintaa alempi.

2.1.2 Päivänsisäinen markkina

Itämeren alueella Nord Poolin päivänsisäistä markkinaa kutsutaan Elbas-markkinaksi, joka on kehitetty vuorokausimarkkinan jälkimarkkinaksi. Päivänsisäisellä markkinalla kaupankäynti on jatkuva-aikaista, mikä mahdollistaa vuorokausimarkkinan sulkeutumisen jälkeisiin muutoksiin reagoinnin. Esimerkiksi tuotantolaitoksen vikaantuessa tai tuulivoimaloiden tuottaessa odotettua enemmän, toimijat voivat ostaa tai myydä sähköä päivänsisäiseltä markkinalta pysyäkseen taseessa. Päivänsisäisellä markkinalla voi käydä kauppaa myös naapurimaiden kanssa, mikäli rajasiirtoyhteyksillä on kapasiteettia jäljellä vuorokausimarkkinan sulkeuduttua.

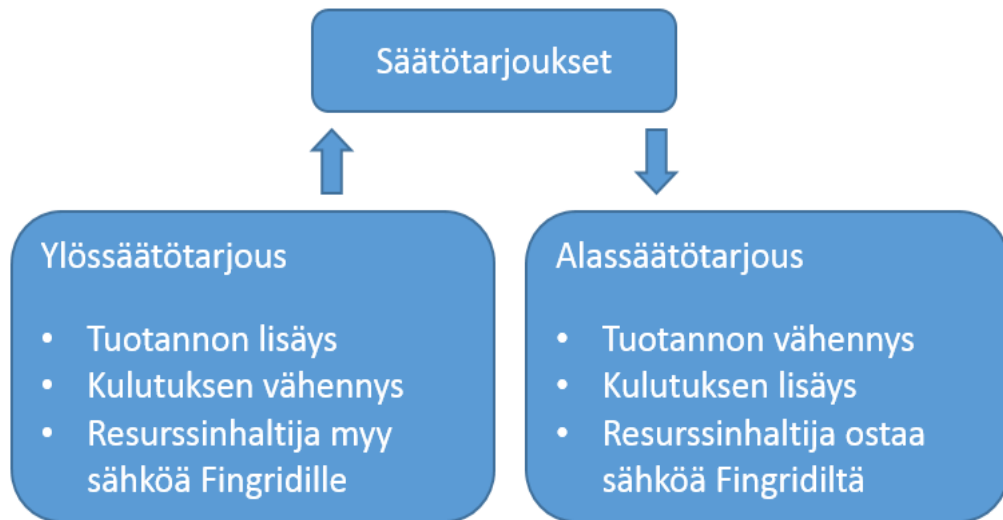
Päivänsisäiselle markkinalle jätetään osto- ja myyntitarjouksia halutulle volyymille haluttuun hintaan. Tarjoukset aktivoituvat yksittäin kysynnän ja tarjonnan kohdatessa. Tällöin samalla tunnilla tehdään kauppaa usealla hinnalla, toisin kun vuorokausimarkkinoilla. (Nord Pool 2016)

2.1.3 Säätosähkömarkkina

Järjestelmävastaavana kantaverkonhaltija Fingridillä on valtakunnallinen tasevastuu eli se on vastuussa sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen tasapainon ylläpidosta käyttötunnin aikana (Sähkömarkkinalaki 2013, 46 §). Ennen toimitusta tehotasapaino saavutetaan tuntitasolla (markkinoiden kaupankäyntijakson tasolla) vuorokausi- ja päivänsisäisillä markkinoilla. Käyttötunnin aikana tuotannon ja kulutuksen on kuitenkin vastattava toisiaan joka hetki. Tehotasapainoa ylläpidetään sekä taajuusohjatuilla reserveilla, jotka ovat automaattisesti taajuuden muutoksista aktivoituvaa tehoa, että manuaalisilla reserveilla. Mikäli taajuutta ei kyetä pitämään sallituissa rajoissa pelkästään automaattisilla reserveilla, on tehtävä säätöjä manuaalisesti eli aktivoitava säätötarjous tai -tarjouksia Fingridin ylläpitämiltä säätosähkömarkkinoilta. Manuaalisia säätöjä voidaan myös tilata etukäteen tasepoikkeamaennusteen perusteella. (Fingrid 2016c)

Fingrid ylläpitää säätosähkömarkkinoita, sillä ne ovat markkinaehtoinen tapa tehotasapainon ylläpitämiseksi. Tuotannon ja kuormien haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan säätosähkömarkkinoille, jotka ovat osa pohjoismaisia säätosähkömarkkinoita. Säätosähkömarkkinoille voi osallistua, mikäli toimijalla on voimassa oleva tasepalvelusopimus tai toimija on tehnyt erillisen säätosähkömarkkinasopimuksen.

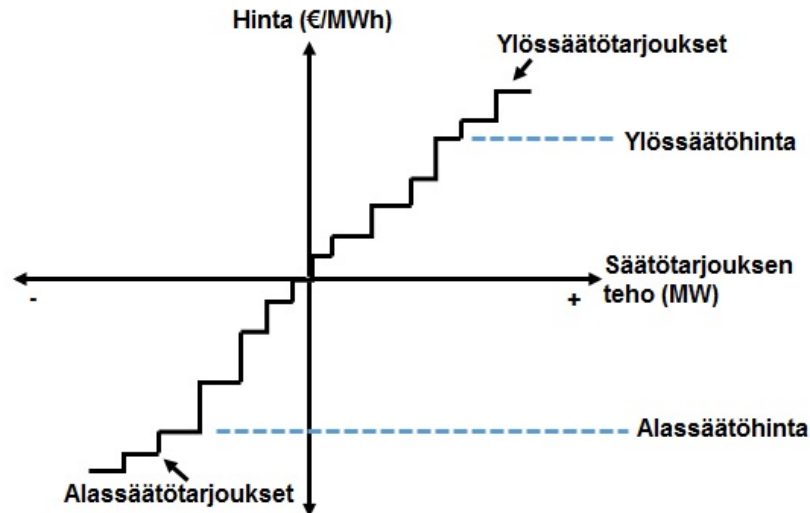
Säätötarjouksia voi antaa kaikista resursseista, sekä tuotannosta että kulutuksesta, joilla voi toteuttaa 10 MW tehonmuutoksen 15 minuutissa. Tarjoukset on annettava Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötunnin alkua ja tarjouksen on sisällettävä muun muassa seuraavat tiedot: säätöresurssin teho (MW), hinta (€/MWh) ja onko kyseinen resurssi tuotantoa tai kulutusta. Lisäksi säädön tulee perustua fyysiseen säätöön ja se tulee voida toteuttaa täydellä teholla 15 minuutin kuluessa tilauksesta (Fingrid 2012). Kuvasessa 5 on esitetty säätötarjousten tyypit ja niiden ominaisuudet.



Kuva 5. Säätötarjoukset (Fingrid 2016c).

Kuvasta 5 huomataan säätötarjouksia olevan kahta lajia, ylös- ja alassäätötarjouksia. Ylössäädössä kasvatetaan tuotantoa tai lasketaan kulutusta ja alassäädössä kasvatetaan kulutusta tai vähennetään tuotantoa. Kaikista säätötarjouksista laaditaan pohjoismainen säätötarjouslista, jossa säätötarjoukset ovat hintajärjestyksessä periaatteella halvin ylös-säätötarjous ja kallein alassäätötarjous ensin. (Fingrid 2016c)

Säätötarjoukset käytetään hintajärjestyksessä taseen hallitsemiseksi ja taajuuden ylläpitämiseksi. Tarjous jätetään käyttämättä jos se ei ole voimajärjestelmän käyttötilanteen vuoksi mahdollista. Säätosähkön hinnat määräytyvät toteutuneiden säätöjen perusteella. Kuvassa 6 on esitetty säätosähkön hinnan muodostuminen. Kuvaan on piirretty säätötarjouksista muodostettu tarjontakäyrä ja sinisillä katkoviivoilla kallein käytetty ylössäätötarjous ja halvin käytetty alassäätötarjous.



Kuva 6. Säätösähkön hinnan muodostuminen. Perustuu lähteeseen (Partanen et al. 2015).

Kuvasta nähdään ylössäätöhinnan olevan kalleimman käytetyn ylössäätötarjouksen hinta, kuitenkin vähintään Suomen aluehinta. Alassäätöhinta taas on halvimman käytetyn alassäätötarjouksen hinta, kuitenkin enintään suomen aluehinta. Jokaiselle tunnille määritetään sekä ylös- että alassäätöhinta. Myös tasesähkön hinnat määräytyvät säätösähkön hintojen perusteella. Kaikki toimijat, joilta on tilattu ylössäätöä tunnin aikana, saavat maksun, joka on ylössäätöhinta kertaa toimitettu energiamäärä. Kaikki toimijat, joilta on tilattu alassäätöä tunnin aikana, maksavat maksun, joka on alassäätöhinta kertaa toimitettu energiamäärä (Fingrid 2015). Mikäli siirtokapasiteetti eri hinta-alueiden välillä on riittävä ja säädöt voidaan toteuttaa hintajärjestyksessä, on säätösähkön hinta sama koko markkina-alueella, muuten säätösähkömarkkinat eriytyvät. Säätösähkömarkkinat eriytyvät Suomen tasepoikkeaman vuoksi esimerkiksi tilanteessa, jossa Suomi on alijäämäinen ja rajasiirtoyhteydet ovat käytössä täydellä kapasiteetilla. Tällöin Suomessa on tehtävä ylös-säätöä, jotta siirtorajat eivät ylity. (Fingrid 2012)

2.2 Finanssimarkkinat

Sähkömarkkinatoimijat käyvät johdannaiskauppaa suojautuakseen sähkön systeemihinnan vaihtelun ja aluehintojen välisten erojen aiheuttamilta riskeiltä. Pohjoismaissa johdannaiskauppaa on mahdollista käydä Nasdaq OMX Commodities -finanssimarkkinoilla. Kauppaa käydään erilaisilla finanssijohdannaisilla, jotka toteutetaan nettoarvon tilityksenä eli rahaselvityksenä, johon ei sisälly fyysistä toimitusta. Finanssimarkkinoilla kauppaa käydään erilaisilla futuuri-, DS-futuuri- (engl. Deferred Settlement) ja optiosopimuksilla sekä aluehintaerotuotteilla eli EPAD-sopimuksilla (engl. Electricity Price Area Differential). Markkinoiden referenssihintana on systeemihinta.

Futuurit ja DS-futuurit ovat ostajaa ja myyjää sitovia sopimuksia ostaa tai myydä hyödyke tulevaisuudessa. Ne eroavat toisistaan toteutukseltaan; futuurisopimuksessa nettoarvon tilitys aloitetaan heti ja se tehdään päivittäin sekä kaupankäyntiajan loppuun, että toimitusaikana. DS-futuurisopimuksessa tilitys tehdään päivittäin toimitusaikana, mutta vain kerran kaupankäyntiaikana. Näillä tuotteilla voidaan suojautua systeemihinnan vaihtelua vastaan. Aluehintaerojohdannaisilla taas voidaan suojautua alue- ja systeemihintojen eroa vastaan.

Optio on sopimus tulevaisuudessa tehtävästä kaupasta ja se velvoittaa ainoastaan option myyjää. Ostaja maksaa myyjälle preemion tämän ottamasta riskistä. Optioita on kahta tyyppiä, osto- ja myyntioptiota. Osto-optio (engl. Call) antaa ostajalleen oikeuden ostaa option kohde-etuus ennalta sovittuun hintaan ja osto-option myyjä on velvollinen myymään kohde-etuuden tähän hintaan. Myyntioptio (engl. Put) taas antaa ostajalleen oikeuden myydä kohde-etuus ennalta sovittuun hintaan ja option myyjä on velvollinen ostamaan kohde-etuuden tähän hintaan. (Partanen et al. 2015)

2.3 Sähkömarkkinoiden tulevaisuuden näkymiä

Euroopan komissio on asettanut energiapoliittiseksi tavoitteekseen energiaunionin kehittämisen ja energian sisämarkkinoiden luomisen. Energiaunionissa on tavoitteena noudattaa tulevaisuuteen suuntaavaa ilmastopolitiikkaa eli lisätä uusiutuvan energian osuutta. Lisäksi pyritään luomaan edellytykset sille, että energiaa on kaikkien saatavilla luotettavasti ja kohtuulliseen hintaan. (Euroopan komissio 2015)

Euroopan komission energiamarkkinoiden uutta rakennetta koskevan tiedonannon mukaan (Euroopan komissio 2015) Euroopan unionin tavoitteet uusiutuvalle energialle edellyttävät sähköjärjestelmän muutoksen lisäksi sähkömarkkinoiden muutosta ja uusia investointien houkuttelua energia-alalle. Myös koko Euroopan laajuista sähkökauppaa edistetään, sillä toimivat Euroopan laajuiset sähkömarkkinat ovat tehokkain keino sähkön toimittamiseen kuluttajille mahdollisimman kustannustehokkaasti.

Siirryttäessä hajautettuun ja uusiutuviin lähteisiin perustuvaan tuotantoon on kaikkien markkinatoimijoiden joustavuuden lisääntyttävä. Myös sähkön siirto rajojen yli sinne, missä sitä tarvitaan, on oltava mahdollista täysin toimivilla eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla ja näiden toimitusten on tapahduttava markkinasignaaleihin perustuen. (Euroopan komissio 2015)

Eurooppa-neuvosto asetti 2014 uusiutuvan energian osuuden tavoitteeksi vähintään 27 % vuoteen 2030 mennessä (Euroopan komissio 2015). Uusiutuvan energian osuuden kasvaessa markkinoiden on tultava nykyistä joustavammaksi, sekä kysynnän että tarjonnan osalta, jotta ne voivat mukautua tähän muutokseen. Markkinoiden on kyettävä antamaan oikeanlaiset signaalit investoinneille joustavaan kapasiteettiin, joka on välttämätöntä uusiutuvan energian määrän kasvaessa järjestelmässä. Jotta uusiutuvien energianlähteiden

integroiminen järjestelmään olisi kustannustehokasta, on etenkin lyhytkestoisten markkinoiden eli päivänsisäisten markkinoiden ja säätösähkömarkkinoiden toimittava tehokkaasti. Tämä edellyttää markkinoiden kytkemistä yhteen, rajasiirtoyhteyksien parantamista, kysyntäjouston lisäämistä, kaupantekotaajuuden lyhentämistä ja markkinoiden sulkeutumisajankohdan saattamista lähemmäksi reaaliaikaa.

Toimivien lyhtyaikaisten markkinoiden lisäksi myös pitkän aikavälin hintasignaalit ovat tärkeitä investointien kannalta. Jotta markkinat olisivat avoimet kaikille toimijoille, kuten perinteisille tuottajille, joustavalle kysynnälle, energiavarastoille, uusiutuvan energian tuottajille ja energiapalveluiden tarjoajille, on markkinoiden annettava ohjaava signaali siitä, millaiset investoinnit ovat taloudellisesti järkeviä ja missä ne tulee tehdä. Näin ollen sähkön hinnan on kuvastettava niukkuutta kysyntähuippujen aikaan, jotta signaali tuotantokapasiteettiin investoimiseen olisi olemassa. Toisaalta tukkuhintojen nousun salliminen kysyntähuipun tai niukan tuotannon aikana ei välttämättä tarkoita korkeampia hintoja kuluttajille, sillä toimivilla pitkäkestoisilla markkinoilla tuottajat voivat myydä toimittajille ja kuluttajille vakuutuksen hintojen vaihtelua vastaan. (Euroopan komissio 2015)

3. POHJOISMAINEN TASEMALLI JA TASESELVITYS

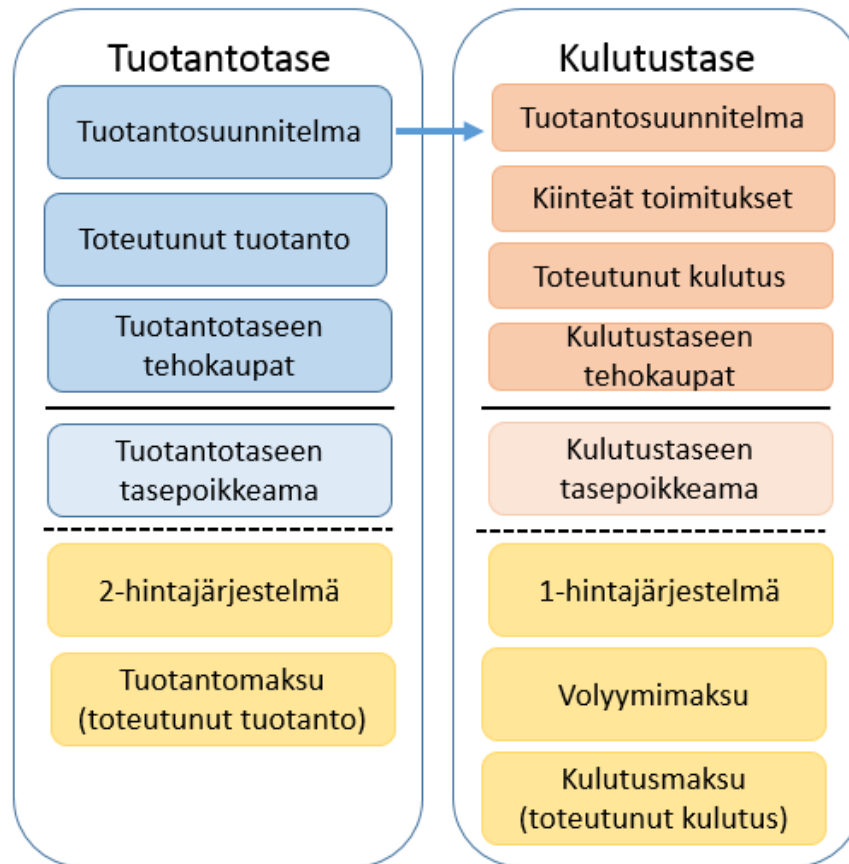
Tässä luvussa käsitellään Pohjoismaissa käytettävää tasemallia ja -selvitystä, tasesähkökauppaa ja tasesähkön hinnan muodostumista. Sähkömarkkinalain (588/2013) mukaan kantaverkonhaltijan järjestelmävastuuseen kuuluvat valtakunnallinen tasevastuu ja taseselvitys. Valtakunnallinen tasevastuu tarkoittaa, että kantaverkonhaltija vastaa joka hetki sähköntuotannon ja -kulutuksen välisestä tasapainosta vastuualueellaan. Tehotasapainoa ylläpidetään taajuusohjatuilla reserveilla ja manuaalisilla säädöillä, jotka hankitaan säätösähkömarkkinoilta (Fingrid 2012).

Sähkömarkkinatoimija pyrkii ennustamaan sähkön kulutuksensa ja tuotantonsa tuntitasolla eli taseselvitysjakson tasolla mahdollisimman tarkasti. Ennusteet ovat kuitenkin usein epätarkkoja, joten tuotannon ja kulutuksen välillä on aina epätasapainoa, joka on tasapainotettava jotenkin. Myös esimerkiksi voimalaitoksen vikaantuminen ja verkosta irtoaminen aiheuttaa epätasapainoa. Suomessa tätä epätasapainoa eli tuotannon ja kulutuksen välistä yli- tai alijäämää käsitellään tasesähkönä. (Partanen et al. 2015)

Jokainen sähkömarkkinatoimija on velvollinen huolehtimaan sähkötaseestaan eli pitämään sähkön tuotannon tai hankinnan ja kulutuksen tai myynnin välistä tasapainoa yllä. Käytännössä tämä ei kuitenkaan ole mahdollista, joten jokaisella osapuolella on oltava avoin toimittaja, joka tasapainottaa markkinatoimijan sähkötaseen. Osapuolta, jonka avoin toimittaja on Fingrid, kutsutaan tasevastaavaksi. Tasevastaavan on järjestettävä taseselvitys ja tarpeellinen tiedonvaihto avoimiin toimituksiinsa liittyville markkinaosapuolille ja verkoille. Tasevastaavan ja Fingridin välinen avoin toimitus sovitaan tasepalvelusopimuksella, jonka solmittuaan tasevastaava saa avoimen toimituksen lisäksi taseselvitykseen liittyvät palvelut ja mahdollisuuden osallistua säätösähkömarkkinoille. (Fingrid 2016d)

3.1 Pohjoismainen tasemalli

Nykyisin käytössä oleva tasemalli otettiin Pohjoismaissa käyttöön vuonna 2009. Sen periaatteet ovat samat kaikissa Pohjoismaissa. Malli on kahden taseen malli eli tase on eriytetty tuotanto- ja kulutustaseisiin. Mallissa tuotantosuunnitelmat ovat sitovia ja lopulliset tuotantosuunnitelmat ja säätötarjoukset tulee lähettää järjestelmävastaavalle 45 minuuttia ennen käyttötuntia. Kuvassa 7 on esitetty kahden taseen mallin periaate.



Kuva 7. Kahden taseen malli. Perustuu lähteeseen (Fingrid 2016d).

Kuvassa 7 esitellyssä kahden taseen mallissa tuotanto käsitellään omassa taseessaan ja sähkön osto, myynti ja kulutus omassa taseessaan. Tuotantosuunnitelmaa käytetään molempien taseiden laskennassa. Kahden taseen mallissa myös tasepoikkeamalle eli tasesähkölle on kaksi eri hinnoittelumallia; tuotantotaseen tasepoikkeamalle käytössä on kaksi hintajärjestelmää ja kulutustaseen tasepoikkeamalle käytössä on yksihintajärjestelmä. (Fingrid 2016d)

3.1.1 Tuotantotase

Tuotantotaseeseen kuuluvat tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelma ja toteutunut tuotanto. Tuotantotaseeseen luetaan mukaan nimellisteholtaan yli yhden MVA:n generaattorit ja voimalaitokset, joissa yksikin generaattori on nimellisteholtaan suurempi kuin yksi MVA, ja nimellisteholtaan tätä pienemmät tasevastaavaan niin halutuessa. Tasesähköyksikkö summaa ilmoitetut tuotantosuunnitelmat tasevastaavan tuotantosuunnitelmaksi, joka on aina positiivinen luku. Tällöin tuotantotaseen tasepoikkeama lasketaan toteutuneen tuotannon ja tuotantosuunnitelman erotuksena:

$$\begin{aligned} \text{Tuotantotaseen tasepoikkeama} = & \text{Tasevastaavan toteutunut tuotanto} - \\ & \text{tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelma} + \\ & \text{tuotantotaseen tehokaupat,} \end{aligned} \quad (1)$$

missä tehokaupat tarkoittavat Fingridin ja tasevastaavan sopimaa käyttötunnin aikaista kauppaa, joka tehdään, mikäli sen katsotaan olevan järjestelmän kannalta tarpeellinen. Myös osapuolen aktivoidut säätötarjoukset huomioidaan automaattisesti taseselvityksessä. Tehon määrä ja kaupan kesto sovitaan kauppaa tehtäessä. Tehokauppa voidaan tehdä joko tuotanto- tai kulutustaseesta, ja se käsitellään taseselvityksessä kyseisessä taseessa. (Fingrid 2012)

Mikäli tasevastaavan tuotanto on ollut suunniteltua pienempi eli tuotantotaseen tasepoikkeama on negatiivinen, tasevastaavan tuotantotase on alijäämäinen. Tasevastaava kattaa tämän alijäämän ostamalla tasesähköä. Vastaavasti, kun tuotetun sähkön määrä ylittää suunnitellun eli tuotantotaseen tasepoikkeama on positiivinen, tasevastaavan tuotantotase on ylijäämäinen. Tämä ylijäämä poistetaan myymällä tasesähköä. Tuotantotaseen tasesähkölle sovelletaan kaksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön ostolle ja myynnille on omat hintansa. Tuotantotaseen tasesähkölle ei ole volyyminmaksua, mutta toteutuneesta tuotannosta peritään tuotantomaksu. (Fingrid 2016d)

3.1.2 Kulutustase

Kulutustaseeseen kuuluvat tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelma, kiinteät kaupat ja toteutunut kulutus. Nimellisteholtaan alle yhden MVA:n generaattorit käsitellään kulutustaseessa todellista kulutusta pienentävinä, ellei tasevastaava halua niitä käsiteltävän tuotantotaseessa. Kulutustaseen tasepoikkeama lasketaan toteutuneen kulutuksen, sähkönhankinnan ja tuotantosuunnitelman ja kiinteiden kauppojen erotuksena seuraavasti:

$$\begin{aligned} \text{Kulutustaseen tasepoikkeama} = & \\ & \text{tasevastaavan kokonaistuotantosuunnitelma} + \text{kiinteät toimitukset} + \\ & \text{toteutunut kulutus} + \text{kulutustaseen tehokaupat,} \end{aligned} \quad (2)$$

missä kiinteät toimitukset, eli kaupat ovat sähköntoimituksia, joissa sähkön myyjä toimittaa ennalta sovitun sähkömäärän asiakkaalleen ennalta sovitulla käyttötunnilla. Sekä tasevastaavan omat että sen tasevastuuseen kuuluvien markkinaosapuolten ilmoittamat kiinteät toimitukset kuuluvat tasevastaavan kiinteään toimitukseen. Toteutunut kulutus ilmoitetaan negatiivisena sähkökaupan ja mittausilmoitusten merkkisäännön mukaan. (Fingrid 2012)

Jos tasevastaava kuluttaa sähköä suunniteltua enemmän eli kulutustaseen tasepoikkeama on negatiivinen, tasevastaavan kulutustase on alijäämäinen. Alijäämän kattamiseksi tasevastaavan on ostettava tasesähköä. Vastaavasti, kun toteutunut kulutus on suunniteltua suurempaa eli kulutustaseen tasepoikkeama on positiivinen, tasevastaavan kulutustase on

ylijäämäinen. Tämän ylijäämän poistamiseksi tasevastaava myy tasesähköä. Kulutustaseen tasesähkölle sovelletaan yksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön osto- ja myyntihinnat ovat yhtä suuret. Kulutustaseen tasesähkölle on käytössä volyymimaksu, joka lasketaan jokaista tasevastaavan myymää ja ostamaa megawattituntia kohden. Kulutustaseen tasesähköstä peritään myös kulutusmaksu toteutuneen kulutuksen perusteella. (Fingrid 2016d)

3.2 Yksi- ja kaksihintajärjestelmä

Yksihintajärjestelmässä, jota sovelletaan kulutustaseelle, sekä tasesähkön osto- että myyntihinta ovat yhtä suuret. Tasesähkön hinnaksi tulee ylössäätöhinta, mikäli tunti on määriteltä ylössäätötunniksi ja alassäätöhinta, mikäli tunti on määriteltä alassäätötunniksi. Tunti määritellään ylös- tai alassäätötunniksi sen mukaan, kumpaan suuntaan on säädetty enemmän energiamääräisesti. Jos tunnilla ei ole tehty säätöjä, tai molempiin suuntiin on säädetty yhtä paljon, käytetään tasesähkön hintana vuorokausimarkkinoiden Suomen aluehintaa.

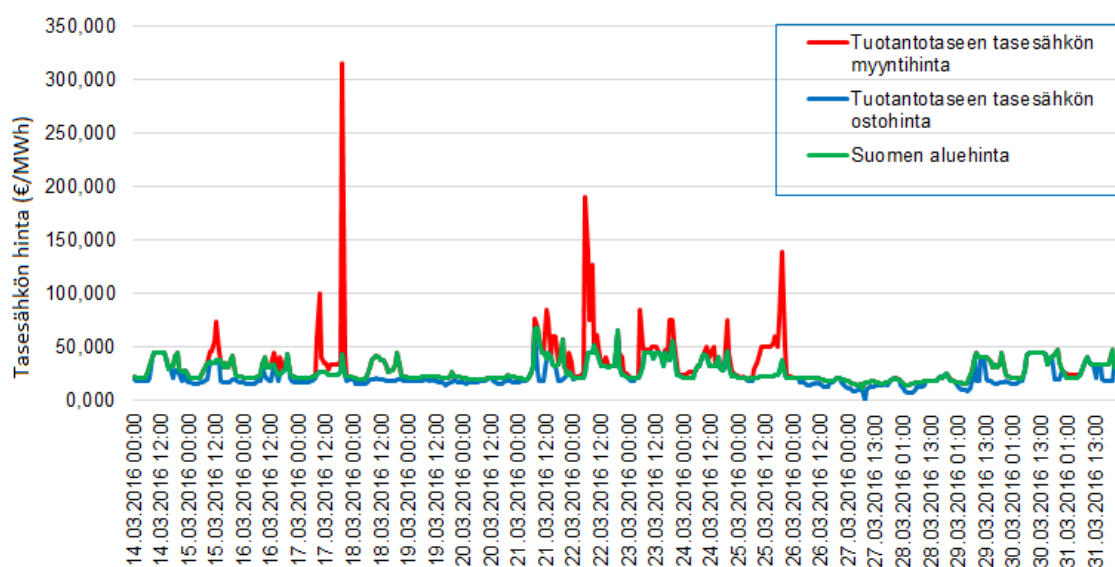
Kaksihintajärjestelmässä, jota sovelletaan tuotantotaseelle, tasesähkön ostolle ja myynnille lasketaan omat hintansa. Tasesähkön hinnat määräytyvät säätötilanteen mukaan. Tuotantotaseen tasesähkön myyntihintana, jolla tasesähköyksikkö myy sähköä tasevastaavalle, käytetään kyseisen tunnin ylössäätöhintaa, kun kyseessä on ylössäätötunti. Jos tunnilla ei ole tehty säätöjä, tai se on määriteltä alassäätötunniksi, tasesähkön myyntihintana käytetään vuorokausimarkkinoiden Suomen aluehintaa.

Tuotantotaseen tasesähkön ostohintana, jolla tasesähköyksikkö ostaa sähköä tasevastaavalta, käytetään kyseisen tunnin alassäätöhintaa, kun kyseessä on alassäätötunti. Jos tunnilla ei ole tehty säätöjä, tai se on määriteltä ylössäätötunniksi, käytetään tasesähkön ostohintana Suomen aluehintaa. Taulukossa 1 on havainnollistettu yksi- ja kaksihintajärjestelmien toimintaa. Taulukosta nähdään säätösähkön ja tasesähkön hintojen yhteys ja tasesähkön hinnan riippuvuus säätötilanteesta voimajärjestelmässä. Taulukossa tasesähkön myyntihinta tarkoittaa sitä hintaa, jolla tasesähköyksikkö myy sähköä eli hintaa, jolla tasevastaava ostaa tasesähköä alijäämän kattamiseksi. Tasesähkön ostohinta tarkoittaa hintaa, jolla tasesähköyksikkö ostaa markkinaosapuolen ylijäämän eli tasevastaava myy tasesähköä tähän hintaan. Kuten taulukosta huomataan, tasesähkön osto- ja myyntihinnat eroavat toisistaan riippuen siitä, onko käyttötunti ollut ylös- vai alassäätötunti. Esimerkiksi ylössäätötunnilla toimijan on tuotantotaseen alijäämän kattamiseksi ostettava tasesähköä ylössäätö hinnalla 100 €/MWh, kun sähkön hankintahinta vuorokausimarkkinoilta olisi ollut vain puolet tästä. Vastaavasti alassäätötunnilla tuotantotaseen ylijäämä sähkö on myytävä alassäätö hintaan 20 €/MWh, kun vuorokausimarkkinoilla sen olisi voinut myydä korkeampaan hintaan.

Taulukko 1. Tasesähkön osto- ja myyntihinnat yksi- ja kaksihintajärjestelmissä. Perustuu lähteeseen (Fingrid 2016d).

	2-hinta			1-hinta		
	Ylössäätö-tunti	Ei sää-töjä	Alas-säätö-tunti	Ylössäätö-tunti	Ei sää-töjä	Alas-säätö-tunti
Ylössäätöhinta (€/MWh)	100	50	50	100	50	50
Suomen aluehinta (€/MWh)	50	50	50	50	50	50
Alassäätöhinta (€/MWh)	50	50	20	50	50	20
Tasesähkön myyntihinta (€/MWh)	100	50	50	100	50	20
Tasesähkön ostohinta (€/MWh)	50	50	20	100	50	20

Tasesähkö on pyritty hinnoittelemaan siten, että toimijat pitäisivät tasepoikkeamansa mahdollisimman pienenä. Tasesähkön osto voi aiheuttaa merkittäviä kustannuksia toimijalle, mikäli voimajärjestelmässä on ylössäätötilanne ja kulutus- tai tuotantotase on alijäämäinen ennustettua suuremman kulutuksen tai pienemmän tuotannon vuoksi. Ylössäätöhinta voi nousta erittäin korkeaksi, esimerkiksi 22.1.2016 se oli 3000 €/MWh, joka on lähes 90-kertainen kyseisen kuun vuorokausimarkkinoiden keskihintaan Suomessa (Nord Pool 2016). Myös ylijäämäinen tase alassäätötilanteessa aiheuttaa kustannuksia, sillä esimerkiksi sähkön myyjä joutuu myymään hankkimansa sähkön alemmalla hinnalla kuin se on hankittu. Kuvassa 8 on esitetty tuotantotasesähkön hinnat Suomessa sekä Suomen aluehinta maaliskuun 2016 kahdelle viimeiselle viikolle.



Kuva 8. Tuotantotasesähkön hinnat maaliskuun 2016 kahdella viimeisellä viikolla. Perustuu lähteeseen (Nord Pool 2016).

Kuvasta voidaan nähdä voimajärjestelmässä kullakin tunnilla vallinnut säätötilanne, sillä niinä hetkinä, kun tasesähkön hinta on poikennut vuorokausimarkkinoiden Suomen

aluehinnasta, on tehty säätöjä joko ylös tai alas. Kun tuotantotasesähkön myyntihinta on aluehintaa suurempi, voimajärjestelmässä on ylössäätötilanne ja tuotantotasesähkön ostohinnan ollessa aluehintaa pienempi, voimajärjestelmässä on alassäätötilanne. Etenkin ylössäätöhinta ja siten tuotantotasesähkön myyntihinta on ajoittain noussut korkeaksi, jolloin odotettua pienempi tuotanto saattaa aiheuttaa merkittävän kustannuksen. Tämä kannustaa mahdollisimman tarkkaan tuotannon ennustamiseen. Toisaalta kulutustaseen, jossa käytetään yksihintajärjestelmää, olisi taloudellisesti kannattavaa olla ylijäämäinen ylössäätötilanteessa ja alijäämäinen alassäätötilanteessa. Ylössäätötilanteessa tasesähköyksikkö ostaa toimijalta tasesähköä aluehintaa kalliimmalla ja vastaavasti alassäätötilanteessa tasesähköyksikkö myy tasesähköä toimijalle aluehintaa halvemmalla. Tulevien tuntien säätötilannetta ei kuitenkaan voida tietää etukäteen, varsinkaan tehtäessä tarjousta sähköpörssiin toimitusta edeltävänä päivänä, eikä edes tehtäessä kauppvoja päivänsisäisillä markkinoilla.

3.3 Nykyinen taseselvitys

Toimitushetken jälkeen tehdään taseselvitys, jonka tehtävänä on selvittää sähkömarkkinatoimijoiden väliset sähkön toimitukset. Suomessa on käytössä hierarkkinen taseselvitysmalli, jota on havainnollistettu kuvassa 9. Mallin perustana on, että jokaisella sähkömarkkinatoimijalla on oltava avoin toimittaja, joka tasapainottaa toimijan sähkötaseen ja on vastuussa epätasapainosta.



Kuva 9. Taseselvityksen hierarkia ja taseselvitysketju (Fingrid 2016d).

Kuvan mukaan ketjussa ylimpänä on tasesähköyksikkö, joka on Fingrid. Tasesähköyksikkö on tasevastaavien avoin toimittaja. Tasevastaavat taas ovat verkonhaltijoiden ja markkinaosapuolten avoimia toimittajia. Nämä verkonhaltijat ja markkinaosapuolet voivat olla muiden markkinaosapuolten ja verkonhaltijoiden avoimia toimittajia, päättyen sähkön loppukäyttäjiin. Näin syntyy avointen toimitusten ketju. Kaikki tasevastaavan alla

olevat avointen toimitusketjujen osapuolet ja verkot kuuluvat tasevastaavan tasevastuuseen. (Fingrid 2016d) Kuvassa 10 on esitetty taseselvityksen eteneminen ja aikataulu.



Kuva 10. Taseselvityksen eteneminen. Perustuu lähteeseen (Fingrid 2016d).

Kuvasta huomataan, että taseselvitys etenee alkaen verkkohaltijasta tasevastaavaan ja tasevastaavasta tasesähköyksikköön. Verkonhaltijat raportoivat oman verkkoalueensa mitatut ja kiinteät toimitukset tasesähköyksikölle, joka välittää tiedot verkon ja myyjän tasevastaaville. Tasevastaavat laskevat näillä tiedoilla tasevastuuseensa kuuluvien osapuolien sähkötaseen. Tasevastaava summaa taseeseensa kuuluvien osapuolien toimitukset ja lisää niihin omat toimituksensa ja raportoi tiedot tasesähköyksikölle. Tasesähköyksikkö selvittää valtakunnallisen sähkötaseen sekä järjestelmävastaavan ja tasevastaavien väliset sähkötaseet. Valtakunnallisen taseselvityksen tuloksena saadaan tasesähköyksikön ja tasevastaavien väliset tasepoikkeamat ja tasepoikkeamat tasesähköyksikön ja naapurimaiden tasesähköyksiköiden väliset tasepoikkeamat (Sähkömarkkinalaki 2013, 47 §).

3.4 Yhteispohjoismainen taseselvitys

Vuonna 2010 Suomen, Ruotsin ja Norjan kantaverkkoyhtiöt Fingrid, Svenska Kraftnät ja Statnett käynnistivät yhteishankkeen, jonka tavoitteena on yhdenmukaistaa taseselvitysmalli näissä kolmessa maassa. Tämän yhteishankkeen nimeksi tuli yhteispohjoismainen

taseselvitysmalli, NBS (engl. Nordic Balance Settlement). Mallissa on pyritty yhdenmu-
kaistamaan kaikkien taseselvityksestä vastaavien toimijoiden toimintaedellytykset
maasta tai markkinatasealueesta riippumatta. Yhteispohjoismainen taseselvitys on tarkoi-
tus aloittaa tämän hetkisen suunnitelman mukaan toukokuun 2017 alussa (eSett 2016a).

Merkittävin muutos on taseselvityksen siirtyminen uudelle taseselvitysyksikölle. Tämän
vuoksi on perustettu palveluyhtiö eSett Oy, joka vastaa taseselvityksestä ja tasepoik-
keamien laskutuksesta tasevastaavilta. Fingrid, Svenska Kraftnät ja Statnett omistavat
eSett:n kukin yhtä suurella osuudella. Kantaverkkoyhtiöt ovat kuitenkin vastuussa kan-
sallisesta taseselvityksestä oman maansa lakien mukaan ja lisäksi tasevastuu säilyy kan-
taverkkoyhtiöillä.

Pohjoismainen taseselvitysmalli perustuu luvussa 3 kuvattuun ja vuonna 2009 käyttöön
otettuun kahden taseen malliin, jossa on tasesähkön hinnoittelu, kustannusrakenteet, mak-
sukomponentit ja raportoinnin määräajat ovat kansallisia. Uudessa taseselvitysmallissa
pohjoismaiden yhteisille sähkömarkkinoille pyritään saamaan yhteinen pohjoismainen
tase, taseselvitys ja raportointi ja yhtenäiset määräajat.

Yhteisellä taseselvitysmallilla pyritään luomaan kilpailua pohjoismaisille sähkömarkki-
noille. Tasevastaavaksi ryhtyminen on yksinkertaisempaa, sillä yhtenäisen mallin ansi-
osta tasevastaava voi toimia kaikissa maissa, joissa malli on käytössä. Myös sähkön
myynnin aloittaminen markkinoilla on helpompaa ja kulut pienempiä, sillä kilpailevia
tasevastaavia on enemmän ja tasevastaavalta vaadittavia toimenpiteitä on yksinkertais-
tettu. Tästä johtuen sähkön myyjän tasehallintakulut voivat laskea. Myös taseselvityksen
kustannukset voivat laskea. (eSett 2016b)

Merkittävimmät muutokset Suomen nykyisen ja yhteispohjoismaisen taseselvityksen vä-
lillä liittyvät verkkoalueiden tasevastaavien rooleihin, raportoinnin aikatauluihin ja mark-
kinatoimijoiden valvontaan. Tulevassa mallissa sähkön myyjällä voi olla eri tasevastaava
eri verkkoalueilla, kun nykyään myyjällä on yksi tasevastaava kaikilla tasevastuuseensa
kuuluvilla verkkoalueilla. Yhteispohjoismaisessa taseselvityksessä tasesähkön laskenta
tapahtuu edelleen tasevastaavatasolla, mutta tulevassa mallissa laskennan ja taseselvityk-
sen on valmistuttava 13 päivää toimituksen jälkeen, jonka jälkeen korjaukset eivät ole
enää mahdollisia. Nykyään selvityksen on valmistuttava 1,5 kuukautta toimituksen jäl-
keen. Markkinatoimijoiden käyttäytymistä tullaan yhteispohjoismaisessa taseselvityk-
sessä raportimaan suorituskykymittareiden (engl. KPI, Key Performance Indicator)
avulla. Nämä suorituskykyindeksit julkaistaan verkkopalvelussa ja ne kuvaavat verkon-
haltijoiden raportointikäyttäytymistä ja tasevastaavista tasepoikkeamia. Tasepoik-
keamien mittarina olisi tasepoikkeamaindeksi, joka kuvaa tasevastaavan tuotanto- ja ku-
lutustaseen poikkeamaa raportointijaksolla. (eSett 2016b)

4. SÄHKÖN KULUTUKSEN JA TUOTANNON MITTAUS SEKÄ ENNUSTAMINEN

Tässä luvussa käsitellään sähkön kulutuksen ja tuotannon mittausta sekä ennustamista. Tällä hetkellä taseselvityksen laskennat perustuvat tuntienenergiaihin, jotka saadaan energiamittauksista (Fingrid 2016d).

4.1 Sähkön kulutuksen ja tuotannon mittaaminen

Jotta sähkön kulutusta ja tuotantoa voidaan seurata, on se mitattava. Sähkön myyjä laskee sähkön kuluttajaa mitattuun kulutukseen perustuen. Mitattuja kulutusta ja tuotantoa käytetään myös taseselvityksessä. Sähkön käytön ja kulutuksen mittauksesta säädetään Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009).

Asetuksessa määrätään, että vähintään 80 % käyttöpaikoista on varustettava etäluettavalle tuntimittauksella. Kuitenkin jo noin 97 % käyttöpaikoista on varustettu Suomessa tuntimittauksella (Energiateollisuus 2015). Kyseisessä asetuksessa määrätään myös, että taseselvityksen tulee perustua tuntimittaukseen. Tällä hetkellä siis mittausjakson pituus on yhtä suuri kuin taseselvitysjakson pituus. Sähkön vähittäismyynnissä on kuitenkin mahdollista käyttää pidempää mittausjaksoa ja soveltaa tyypikuormituskäyrää. Valtioneuvoston asetuksessa tyypikuormituskäyrällä tarkoitetaan laskentamallia, jolla edellisen vuoden sähkönkäyttöön perustuvasta energia-arviosta lasketaan taseselvityksessä käytettävä tuntienenergia. Edellisen määritelmän lisäksi tyypikuormituskäyrä voisi myös olla malli, jolla esimerkiksi mitatusta tuntienenergiasta lasketaan 15 minuutin energia.

Verkonhaltija on velvollinen järjestämään taseselvityksen ja laskutuksen perustana olevat mittaukset, mittaustiedon rekisteröinnin ja ilmoituksen markkinaosapuolille käyttöpaikka tai mittauskohtaisesti. Mittauslaitteistolle on asetettu valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) seuraavat vaatimukset:

- Laitteiston rekisteröimä tieto on voitava lukea viestintäverkon kautta eli mittauslaitteiston tulee olla etäluettava
- Laitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin jännitteettömän ajan alku- ja päättymishetki
- Laitteiston tulee voida ottaa vastaan ja käsitellä kuormanohjauskomentoja
- Mittaustieto ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkkonhaltijan tietojärjestelmään
- Laitteiston ja verkkonhaltijan tietojärjestelmän tietoturva on taattava.

Sekä tuotanto että kulutus tulee mitata mittauslaitteistolla, joka täyttää nämä vaatimukset. Jos käyttöpaikalla on tuotantoa ja kulutusta, on tuotanto mitattava erikseen, tai käyttöpaikan mittauslaitteiston on kyettävä mittaamaan sähköverkosta otettu ja sinne syötetty energia. Näitä verkosta ottoa ja verkkoon antoa ei saa netottaa, vaan ne on rekisteröitävä erikseen. Samanaikaisen verkosta oton ja verkkoon annon voi kuitenkin netottaa, esimerkiksi pientuotannon tapauksessa, jolloin mittari mittaa vain verkkoon annetun, sieltä otetun energian. (Energiateollisuus 2016b)

Nimellisteholtaan yli 100 kVA:n tuotantolaitoksista tulee myös mitata oman tuotannon kulutus verkkoon annetun ja verkosta otetun energian lisäksi. Oman tuotannon kulutus saadaan vähentämällä tuotetun energian määrästä tuotantolaitoksen omakäyttö ja verkkoon syötetty energia. Omakäytöllä tarkoitetaan tuotantolaitoksen itsensä kuluttamaa energiaa. Vastuu näiden mittausten järjestämisestä on sähköön tuottajalla, mikäli verkonhaltija ei tarvitse tätä tietoa. (Energiateollisuus 2016b)

Energiamittarien kyky mitata 15 minuutin resoluutiolla on olennaista 15 minuutin taseselvitysjakson tullessa käyttöön. Suurimman osan Suomessa nykyään käytössä olevista mittareista mittausresoluutio kyetään vaihtamaan konfiguroimalla ne uudelleen, mutta noin 25 % olisi vaihdettava kokonaan uusiin. Mikäli siirryttäisiin täysin 15 minuutin mittausresoluutioon, tämä aiheuttaisi Energiateollisuuden arvion mukaan 230–250 miljoonan euron kustannukset energiayhtiöille. Tämä arvio perustuu verkkoyhtiöiden antamiin tietoihin ja arvio sisältää uusien mittareiden asentamisesta, lyhemmän mittausjakson vaatimista tietojärjestelmämuutoksista, mittareiden uudelleenkonfiguroinnista aiheutuvat kustannukset sekä lyhemmästä taseselvitys- ja kaupankäyntijaksosta aiheutuvat operointikustannukset (Piispanen 2016). Kun uusia energiamittareita asennettiin tuntimittausten käyttöönoton aikana, kustannuksiksi arvioitiin 800 miljoonaa euroa (Sauli 2016). Mikäli uusien mittarien asennuskustannusten oletetaan olevan suunnilleen yhtä suuria mittaria kohden, joka neljännen mittarin vaihto uuteen tulisi maksamaan 200 miljoonaa euroa ja uudelleenkonfiguroinnin ja tietojärjestelmämuutosten osuus kustannuksista olisi 30–50 miljoonaa euroa.

4.2 Kulutuksen ennustaminen

Sähkön käytön ennustaminen on tärkeää, sillä kulutustietoja tarvitaan sähkön tuotannon, hankinnan ja siirron suunnittelussa. Tarkka kulutusennuste on myös tärkeä voimajärjestelmän käyttövarmuuden kannalta. Mikäli kulutusennuste on hyvin tarkka, toimijan on mahdollista suunnitella energian hankinta tai tuotanto lähelle todellista kulutusta, jolloin tasevirhe ja tasesähkökustannukset pienenevät. Tasevastaava ennustaa oman alueensa kulutuksen ja myyntinsä muiden alueille (Westerlund 2013). Nämä ennusteet summataan kokonaishankintaa tai -tuotantoa varten.

Kulutus on sähköverkkoon liitettyjen kuormien kuluttaman energian ja häviöiden summa. Kantaverkon tasolla laitteiden määrän voidaan katsoa olevan vakio ja kulutuksen vaihtelu

aiheutuu näiden tehontarpeen vaihtelusta. Kulutuksen vaihteluun vaikuttavia tekijöitä ovat kausivaihtelu, ilmastolliset tekijät, markkinatekijät ja muut tekijät. Ilmastollisista tekijöistä suurin vaikutus sähkönkulutukseen on lämpötilalla. Etenkin pohjoismaissa lämpötila voi vaihdella merkittävästi riippuen vuodesta, vuodenajasta, kuukaudesta ja vuorokaudenajasta, mikä vaikuttaa huomattavasti lämmityksen tarpeeseen ja sitä kautta sähkön kulutukseen. Rakennusten lämmitystarve riippuu melko suoraan ulkolämpötilasta. Myös muut ilmastolliset tekijät, kuten auringon säteily, tuulisuus, pilvisuus, sateisuus ja ilmanpaine, vaikuttavat lämmityksen tarpeeseen ja siten kulutukseen. (Laine 2011) Fingridin laatima kulutusennuste perustuu käytönvalvontajärjestelmän mittaustietoihin, lämpötilahistoriaan ja -ennusteisiin. Ennuste seuraavan vuorokauden tuntien energioille julkaistaan päivittäin. (Fingrid 2016b)

Mikään ennustemalli ei kuitenkaan ole yleispätevä, sillä olosuhteet ja asiakkaiden käyttäytyminen vaihtelevat huomattavasti. Myös erilaisten satunnaistekijöiden esiintymistiheys ja vaikuttavuus vaihtelevat. Tästä johtuen käytännössä useita malleja käytetään rinnakkain, jolloin ennusteen tarkkuutta on helpompi arvioida. Mikäli erilaiset mallit antavat samansuuntaisia tuloksia, voidaan niitä pitää luotettavina.

Mallien tuottaman ennusteen tarkkuuden arviointiin voidaan käyttää ennustevirhettä, joka kertoo ennusteen ja toteuman eron. Ennustevirhettä voidaan kuvata absoluuttisilla ja suhteellisilla tunnusluvuilla. Eräs absoluuttinen tunnusluku on ennustevirheiden itseisarvojen keskiarvo MAE (engl. Mean Absolute Error), joka kertoo ennustevirheen kertymän tarkastelujaksolla. Suhteellinen tunnusluku on esimerkiksi suhteellinen keskimääräisen virheen tunnusluku MAPE (engl. Mean Absolute Percentage Error). Suhteelliset tunnusluvut ovat hyvin yleinen keino arvioida kulutusennusteen hyvyttä. (Westerlund 2013)

Suomessa kuormitusmallit ovat perinteisesti perustuneet asiakkaiden jakamiseen ennalta määrättyihin asiakasryhmiin. Tämä luokittelu tehtiin asiakkaan ilmoituksen perusteella ja mahdollisia muutoksia asiakkaan sähkönkulutuksessa ei välttämättä huomattu saatavilla olevien mittaustietojen perusteella. Lisäksi asiakasryhmien määrittely saattoi perustua vanhentuneeseen tietoon. Nämä tekijät aiheuttavat virheitä kulutusennusteisiin. Tuntimitauksen tai jopa lyhyemmän aikavälin mittauksien ja automaattisen mittarinluennan käyttöönotto on tuonut mahdollisuuden lyhyen aikavälin ennusteiden tarkentamiseen, sillä samankaltaiset kuormat voidaan jakaa keskenään ryhmiin eli klusteroida. Näin muodostetuille ryhmille voidaan tehdä kulutusennuste, jotka yhdistämällä saadaan ennuste esimerkiksi verkonhaltijan kokonaiskuormalle. (Mutanen 2010, Shahzadeh 2015)

Yksilöllistä ennustemallia luotaessa otetaan huomioon ulkolämpötilan vaikutus eri vuodenaajoille. Seuraavaksi muutetaan lämpötilariippuvuuden avulla edeltävän vuoden kulu-tustieto vastaamaan pitkän aikavälin kuormitusta. Lämpötilariippuvuudelle voidaan käyttää yksinkertaista lineaarista mallia (Mutanen 2010), jota kuvaa yhtälö

$$\Delta P(t) = \alpha \cdot (T_{ave} - E[T(t)] \cdot E[P(t)]), \quad (3)$$

missä $\Delta P(t)$ on ulkolämpötilasta riippuva kuorma ajanhetkellä, T_{ave} on ulkolämpötilan päiväkeskiarvo, $E[T(t)]$ on lämpötilan odotusarvo ajanhetkellä t (pitkäaikainen lämpötilan päiväkeskiarvo), α on lämpötilariippuvuusparametri ($\%/^{\circ}\text{C}$) ja $E[P(t)]$ on kuorman odotusarvo ajanhetkellä t . Kun kuormitus on normalisoitu, lasketaan kuukausille viikko-kuormitus. Nämä viikkomallit yhdistetään koko vuoden kuormitusta kuvaavaksi malliksi ja lopuksi malli skaalataan kuvaamaan odotettua energian vuosikulutusta. Mitä useamalta vuodelta mittausdataa on käytettävissä, sitä tarkempi ennusteesta tulee. Tällaisten yksilöllisten mallien luominen ei kuitenkaan ole järkevää pienille sähkönkuluttajille, sillä pienkuluttajien kulutuksen ajallinen vaihtelu on suurta jolloin tarkkojen yksilöllisten mallien rakentaminen on vaikeaa. Suuremmille käyttäjille, esimerkiksi teollisuudelle, yksilöllisillä kuormitusmalleilla päästään parempiin ennustetarkkuuksiin. (Mutanen 2010)

Tällaisia pienempiä kokonaisuuksia yhdistämällä jakeluverkonhaltijat, sähkön myyjät ja tasevastaavat voivat ennustaa omaa kokonaiskulutustaan, ja siten omaa sähkönhankinnan tarvettaan. Jokaista asiakasta ei välttämättä käsitellä erikseen, kuten edellä kuvattiin, vaan ryhmille voidaan soveltaa asiakasryhmäkohtaista kuormituskäyrää (Westerlund 2013).

4.3 Tuotannon ennustaminen

Erityisesti sääolosuhteista riippuvaa ja voimakkaasti vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa, kuten aurinko- ja tuulivoimaa on kyettävä ennustamaan tasevirheen ja siten tasesähkökustannusten pienentämiseksi. Varsinkin tuulivoiman osuus Suomessa on kasvanut viime vuosina merkittävästi ja sen ennakoidaan kasvavan edelleen. Myös aurinkovoiman määrän voidaan odottaa kasvavan, vaikka nykyään sen määrä onkin varsin vähäinen. Tuulivoiman asennettu kapasiteetti oli vuoden 2015 lopussa noin 1000 MW ja sen arvioidaan kasvavan 2500 MW:iin vuoteen 2020 mennessä. Siinä tapauksessa tuulivoimatuotannon on arvioitu olevan 6 TWh eli 6-7 % kokonaiskulutuksesta. Vuonna 2015 tuulivoimalla tuotettiin 2,3 TWh, mikä vastaa n. 2 % Suomen kokonaiskulutuksesta. (Energiateollisuus 2016a, Miettinen et al. 2015)

Sähkömarkkinatoimijoiden tulee toimittaa alustava tuotantosuunnitelmansa Fingridille viimeistään kello 17.30 edeltävänä päivänä. Toimijoiden ennusteiden laatimisen kannalta oleellista on, että tarjoukset sähköpörssin vuorokausimarkkinalle tulee kuitenkin tehdä kello 13 mennessä, joten tuotanto tulee ennustaa 12–36 tuntia ennen toimitusta vuorokausimarkkinoiden kaupankäyntiä varten. Päivänsisäinen markkina kuitenkin sulkeutuu vasta tuntia ennen toimitusta ja tuotantosuunnitelmaa voi muuttaa 45 minuuttia ennen toimitushetken alkua, minkä jälkeen siitä tulee sitova ja sitä käytetään taseselvityksessä (Fingrid 2012).

Kun tuulivoima- tai aurinkovoimatuotantoa lisätään järjestelmään, sen tuottama energia tulee ennustaa. Sähköntuottajan tai tasevastaavan tulee ennustaa tuotanto mahdollisimman tarkasti tuntitasolla mutta järjestelmävastaavan on kyettävä ennustamaan myös tunninsisäiset vaihtelut tehotasapainon ylläpitämiseksi, etenkin jos ne ovat suuria. Mikäli

siirrytään lyhempään taseselvitysjaksoon, myös sähkön tuottajien ja tasevastaavien tulee ennustaa nämä tunninsäiset muutokset, mikä siirtää ennustevirheen aiheuttamaa riskiä järjestelmävastaavalta markkinatoimijoille. Yleensä tuuli- ja aurinkovoiman ennustemallit käyttävät syötteenään sääennustetta ja mittauksia säästä ja toteutuneesta tuotannosta, joka tarkentuu mitä lähemmäksi nykyhetkeä siirrytään, mikä mahdollistaa tuulivoimatuotannon ennusteen tarkentamisen. Näin ollen tuuli- tai aurinkovoimatuottaja voi korjata omaa tasettaan ennen toimitusta päivänsisäisellä markkinalla, jonka merkityksen voidaan siis olettaa kasvavan nykyisestä vaihtelevan tuotannon lisääntyessä. Ennusteet eivät kuitenkaan ole täysin paikkansapitäviä, ja tästä aiheutuva tasepoikkeama on korjattava järjestelmävastaavan tekemillä säätötoimenpiteillä, mikä aiheuttaa tasesähkökustannuksen tuuli- ja aurinkovoimatuottajille.

Teknologian Tutkimuskeskus VTT:n ja Fingridin kehittämä tuulivoiman ennustemalli käyttää lähtötietoinaan paikallisia sääennusteita ja mitattua tuotantoa. Mallin antamien tulosten luotettavuuden kannalta reaaliaikainen tuotantotieto on tärkeä lähtötieto ennustettaessa tuotantoa 1–2 tunnin päähän. (Miettinen et al. 2015)

5. TASEVIRHEEN HALLINTAKEINOJA

Tässä luvussa esitellään keinoja tasevirheen ja sen aiheuttamien kustannusten hallintaan. Näillä keinoilla toimija voi joko pienentää omaa tasepoikkeamaansa tai suojautua tasesähkön hintamuutoksia vastaan. Eräs suurimmista riskeistä erityisesti sähkönmyyjille on sähkön hinnan volatiliteetistä johtuva hintariski. Tasesähkön hinnat perustuvat sää-
tösähkön hintoihin, joiden volatiliteetti on suurta. (Valtonen et al. 2012, s. 70) Eräs keino on tuotantosuunnitelmien ja kulutusennusteiden tarkentaminen. Tällöin, jos tuotanto seuraa suunnitelmaa ja sähkön hankinta on lähellä todellista kulutusta, tasevirhe pienenee, kuten edeltävässä luvussa todettiin.

5.1 Tasesähkön energioptio

Kuten aiemmin todettiin, tasesähkön hinnanvaihtelu voi olla suurta, mikä aiheuttaa riskin tasevastaaville ja muille sähkömarkkinaosapuolille. Näillä toimijoilla ei ole nykyisillä sähkömarkkinoilla mahdollisuutta suojautua sääto- ja tasesähkön hinnan vaihteluilta. Pöyry Management Consultingin selvityksessä (Pöyry 2011) esitetään eräs mahdollinen keino tasesähkön hinnan vaihteluilta suojautumiseen; tasesähkön energioptio, joka on osto-option kaltainen tuote. Kyseinen optio olisi lisä sähkömarkkinoille, joilla kauppaa käydään vain energialla, kuten Itämeren alueella nykyään. Tarkoituksena on luoda mekanismi, joka takaa riittävän säätökapasiteetin olemassaolon. Tällä mekanismilla pyritään määrittämään arvo sähköntuotantokapasiteetille tai joustavalle kulutukselle.

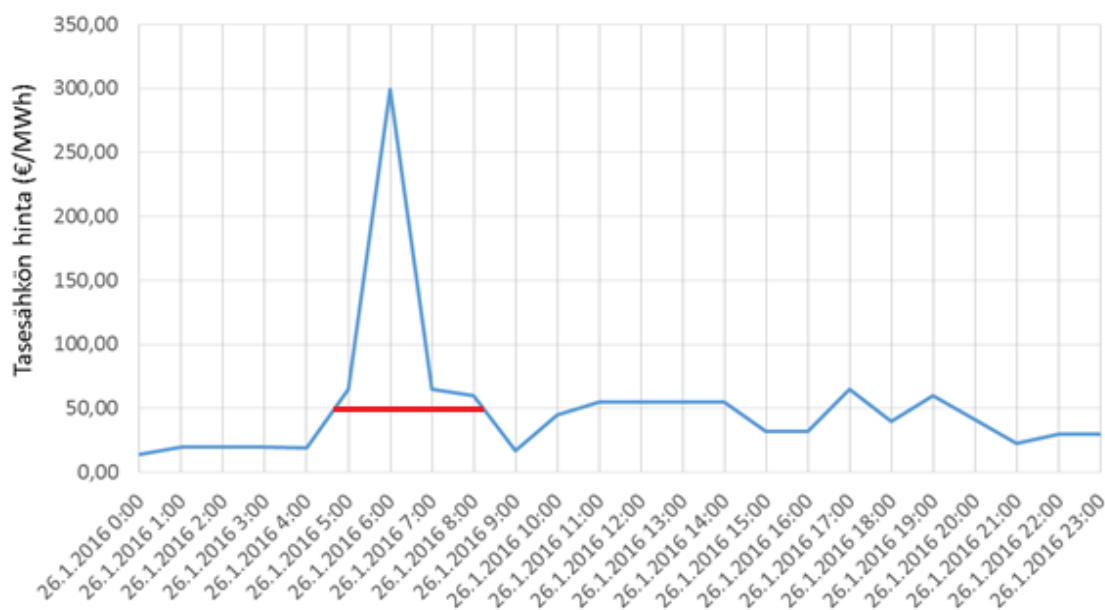
Energiaoption taustalla on ajatus siitä, että sähkön tuotantokapasiteetti voidaan pohjim-
miltaan käsittää optiona tuottaa energiaa. Joustavuus toteuttaa tätä optiota vaihtelee eri tuotantomuotojen välillä. Tulevaisuuden vähähiilisessä sähköjärjestelmässä, jossa tuotanto perustuu nykyistä enemmän joustamattomaan ydinvoimaan ja säästä riippuvaan uusiutuvaan tuotantoon, sähkön hintojen volatiliteetti eri markkinapaikoilla olisi luultavasti nykyistä suurempi. Tällaisessa järjestelmässä mahdollisuus tuottaa energiaa aina tarpeen vaatiessa olisi arvokas. (Pöyry 2011)

Markkinaosapuolet voisivat käydä keskenään kauppaa erilaisilla energioptiotuotteilla, joilla voisi esimerkiksi suojautua tasesähkön hinnan vaihtelulta. Pöyryn selvityksessä esitetty energioptiotuote tarkoittaisi tiettyä määrää sähköntuotantokapasiteettia, joka aktiivoitaisiin option hankkineen tahon tai järjestelmävastaavan pyynnöstä ennalta sovittuun hintaan. Optio voisi olla aluksi vain finanssituote, mutta sen tulisi kuitenkin johtaa lopulta sähköntoimitukseen, jolloin option tarjoajalla tulisi olla tuotantokapasiteettia, tai tarvittava kapasiteetti olisi hankittava jotenkin. Optiosopimuksen kesto voisi vaihdella vuosista

päiviin tai optio voisi olla voimassa vain tiettyinä aikoina päivästä. Niiltä kaupankäyntijaksoilta, joille optio on hankittu, tulee maksaa niin sanottu option pitomaksu (engl. holding fee). (Pöyry 2011)

Optioilla käytäisiin kauppaa joko kahdenvälisesti tai keskitetyllä markkinapaikalla. Ennen päivänsisäisen markkinan sulkeutumista, option ostaja voi aktivoida option, esimerkiksi kompensoidakseen vikaantuneen voimalaitoksen aiheuttaman tasevirheen. Option käytöstä maksetaan ennalta määrätty hinta. Tällöin osapuolen tasevirhe on korjattu ennen toimitusta, eikä optiota huomioida taseselvityksessä. Päivänsisäisen kaupankäynnin sulkeuduttua optio voidaan aktivoida järjestelmävastaavan pyynnöstä järjestelmän tasapainottamiseksi kuten tarjous säätösähkömarkkinoilta. Taseselvityksessä option hankintaan osapuolen tase tasapainotetaan optiosopimuksessa määritettyyn hintaan, jolloin option hankinta suojaa tasesähkön hinnan vaihtelulta. Optioita olisi myös mahdollista hankkia toimituksen jälkeen, jolloin tasesähkön hinnan sijaan tasevirheen hinnaksi tulisi optiosopimuksessa määritelty hinta. (Pöyry 2011)

Kuvassa 11 on esitetty esimerkki energiaoption käytöstä suojatuessa tasesähkökustannuksilta. Esimerkissä on käytetty tuotantotasesähkön myyntihintaa 26.1.2016 eli hintaa, jolla tasesähköyksikkö myy tasesähköä ja sähkön tuottaja ostaa tasesähköä.



Kuva 11. Esimerkki tasesähkön hinnasta käytettäessä energiaoptiota. Kuvaan on piirretty punaisella option käyttömaksu aamulla 26.1.2016, välillä 5–8, jolloin optio aktivoitiin.

Kuvassa esitettynä päivänä tuotantotasesähkön myyntihinta oli 299 €/MWh käyttötunnilla. Jos sähkön tuottajalle aiheutuisi esimerkiksi 50 MWh:n alijäämä tuotantotaseeseen esimerkiksi voimalaitoksen vikaantumisen vuoksi, olisi tämä alijäämä katettava ostamalla tasesähköä, jolloin tunnilla 6 siitä aiheutuisi merkittävät kustannukset, 14 950 €. Mikäli toimija olisi hankkinut energiaoption, jonka kapasiteetti olisi 50 MW ja hinta

50 €/MWh, tulisi alijäämän kattamisen hinnaksi 2500 €. Tämän lisäksi optioon sisältyy pitomaksu jonka suuruus tässä esimerkissä on 10 €/MW kullakin kaupankäyntijaksolla, jolle optio on hankittu. Tämä aiheuttaa option hankkineelle osapuolelle 500 € lisäkustannuksen, jolloin kokonaiskustannukseksi muodostuu 3000 €. Näin ollen energioption käyttäminen tuotantotaseen alijäämän kattamiseksi tuottaisi lähes 12 000 €:n säästön kuvassa esitetyllä tunnilla, jolla tase- ja säätösähkön hinta oli poikkeuksellisen korkea. Toisaalta energioption pitomaksu tulee maksaa myös niiltä kaupankäyntijaksoilta, joina optiota ei ole käytetty, jolloin option kannattavuus riippuu sen käyttömaksusta, sen erosta verrattuna säätö- ja tasesähkön keskimääräisiin hintoihin ja hintapiikkien esiintymistiheydestä säätösähkömarkkinoilla. Edellä olevassa esimerkissä option käyttömaksu oli 50 €/MWh, ja kuten kuvasta 11 voidaan huomata, esimerkkipäivänä tasesähkön hinta ylitti tämän hinnan kymmenellä käyttötunnilla, useimmin tosin niukasti. Näin ollen siis esimerkissä kuvattu optio olisi kannattavaa hankkia vain aamu- ja iltatunneille, joille voidaan odottaa korkeampia säätö- ja tasesähkön hintoja. Mikäli optio hankitaan esimerkiksi vuorokauden jokaiselle tunnille, saattaa sen pitomaksu muodostua saavutettuja hyötyjä suuremmiksi. Huomionarvoista on myös se, että vaikka esimerkissä kaupankäyntijakson oletetaan olevan tunti, energioptio voisi olla käytössä lyhemmilläkin kaupankäyntijaksoilla.

5.2 Säätö omalla tuotannolla, kuormanohjauksella tai varastoilla

Eräs mahdollinen keino hallita tasevirhettä suoraan ja pienentää siten tasesähkökustannuksia on oman sähköntuotanto- tai varastointikapasiteetin hyödyntäminen tai vaihtoehtoisesti kuorman ohjaaminen. Tämä edellyttää, että tasevastaavalla tai sähkön tuottajalla on vielä kaupankäynnin sulkeuduttua jäljellä tarpeeksi säädettävää ja nopeasti aktivoitavaa tuotantoa, kulutusta tai sähkön varastointikapasiteettia käytettävissään.

Esimerkiksi tasevastaavan, jolla on taseessaan tuuli- ja vesivoimaa, on mahdollista käyttää vesivoimaresurssejaan tuulivoiman ennustevirheestä johtuvan tasevirheen korjaamiseen. Jos oletetaan tasevastaavalla olevan käytössään 400 MW vesivoimakapasiteettia, jota kyetään säätämään 10 % päivittäisestä energiantuotannon keskiarvosta tarvittaessa, voidaan omalla vesivoimatuotannolla korjata 83 % tuulivoimatuotannon tasevirheestä, jos tuulivoiman kapasiteetti on 200 MW. Mikäli tuulivoimatuotannon kapasiteetti on 400 MW, voidaan 63 % tasevirheestä korjata omalla vesivoimatuotannolla. Suurempi osa tasevirheestä voitaisiin korjata jos vesivoimaloiden yhteydessä olisi varasto, jolla tuotantoa voitaisiin muuttaa enemmän kuin esimerkin 10 %. Vaikka vesivoimatuotannolla voitaisiin pienentää tuulivoiman tasesähkökustannuksia, voitaisiin tämä säätökyky tarjota myös säätösähkömarkkinoille. (Holtinen 2012)

Tasevirhettä voidaan myös pienentää sähkövarastoilla, joihin varastoidaan ylijäämäenergiaa ja joita puretaan alijäämän kattamiseksi. Baranauskas et al. (2014) esittävät vesivoimalaitoksen ja virtausakun yhdistelmän olevan toimiva menetelmä tuulivoiman tasevirheen hallintaan. Tarkastellussa järjestelmässä tuulivoiman keskimääräinen tasevirhe oli noin 13 MW, joka vastasi 11,7 %:n suhteellista ennustevirhettä (MAPE). Hyödyntämällä vesivoiman säätökykyä ja virtausakkua, keskimääräinen tasevirhe pieneni jopa 0,4 MW:iin, joka vastaa 0,1 %:n suhteellista ennustevirhettä. Tämä edellytti virtausakun kapasiteetin olevan 16,7 MW. Mikäli akun kapasiteetti olisi 7 MW, keskimääräinen tasevirhe olisi 1 MW, joka vastaa 0,22 %:n suhteellista ennustevirhettä. Näin ollen tällaisella menetelmällä on mahdollista pienentää oma energiamääräinen tasevirheensä lähes nol-
laan.

Säätö- ja tasesähkön hintojen reaaliaikainen julkaisu mahdollistaisi myös tasesähkökustannusten optimoinnin, varsinkin yksihintajärjestelmässä, joka on käytössä nykyisessä kulutustaseessa. Tieto säätö- ja tasesähkön hinnasta käyttöhetkellä kertoisi toimijalle, onko kannattavaa säätää omaa tasevirhettään pienemmäksi vai ei, sillä yksihintajärjestelmässä tasesähköstä voi olla taloudellista hyötyä, kuten luvussa 3.2 kuvattiin.

6. 15 MINUUTIN TASESELVITYSJAKSO

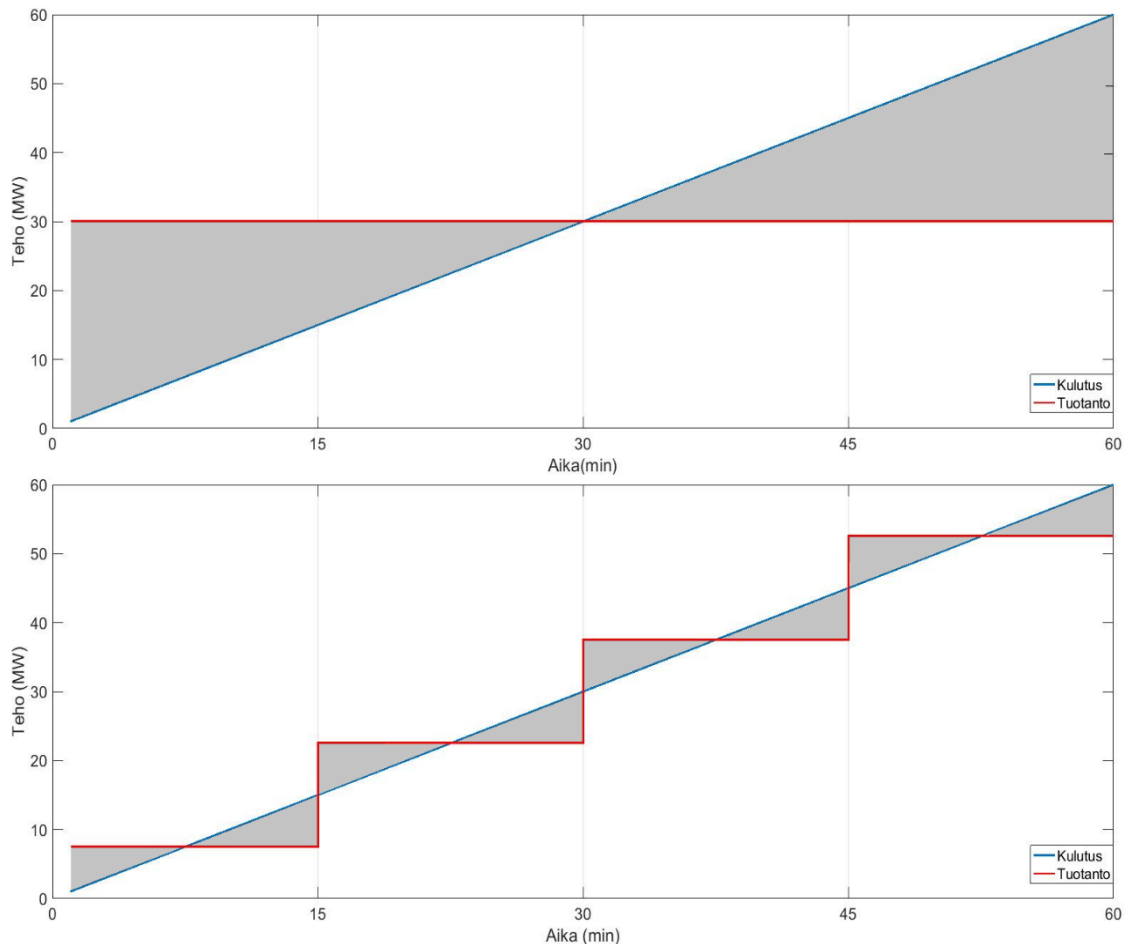
Tässä luvussa käsitellään 15 minuutin taseselvitysjakson vaikutuksia ja sen aiheuttamia muutoksia sähkömarkkinoihin. Kuten luvussa 1.2 todettiin, tasehallinnan suuntaviivan tavoitteena on harmonisoida taseselvityksen periaatteet Euroopassa. Vaikka taseselvitysjakson pituutta ei olekaan määrätty suuntaviivassa, pidetään 15 minuuttia todennäköisenä vaihtoehtona taseselvitysjakson pituudelle. Kuvassa 12 on esitetty taseselvitysjakson pituudet Euroopassa tällä hetkellä. Taseselvitysjakson pituus eri maissa on 15 minuutista tuntiin. Italiassa taseselvitysjakson pituus on tunti, mutta säätösähkömarkkinaosapuolilla se on 15 minuuttia (Frontier 2016).



Kuva 12. Taseselvitysjakson pituudet Euroopassa tällä hetkellä. (Frontier 2016)

Kuten kuvasta havaitaan, taseselvitysjakso tulisi lyhenemään useassa Euroopan maassa tasehallinnan suuntaviivan voimaantulon jälkeen, mikäli taseselvitysjakso päätetään harmonisoida 15 minuuttiin. 15 minuutin taseselvitysjakson käyttöönottoa on perusteltu sillä, että lyhemmällä aikavälillä tehtävä taseselvitys kannustaa toimijoita ennustamaan tuotantonsa ja kulutuksensa tarkemmalla resoluutiolla. Tällöin tasevastuu ulottuisi kaikille markkinatoimijoille tuotanto- tai kulutusrakenteesta riippumatta. Jos lyhemmän taseselvitysjakson yhteydessä kauppaa käytäisiin lyhemmällä aikajaksolla ennen toimista, tuotannon ja kulutuksen välinen tasapaino saavutettaisiin lyhemmällä aikajaksolla,

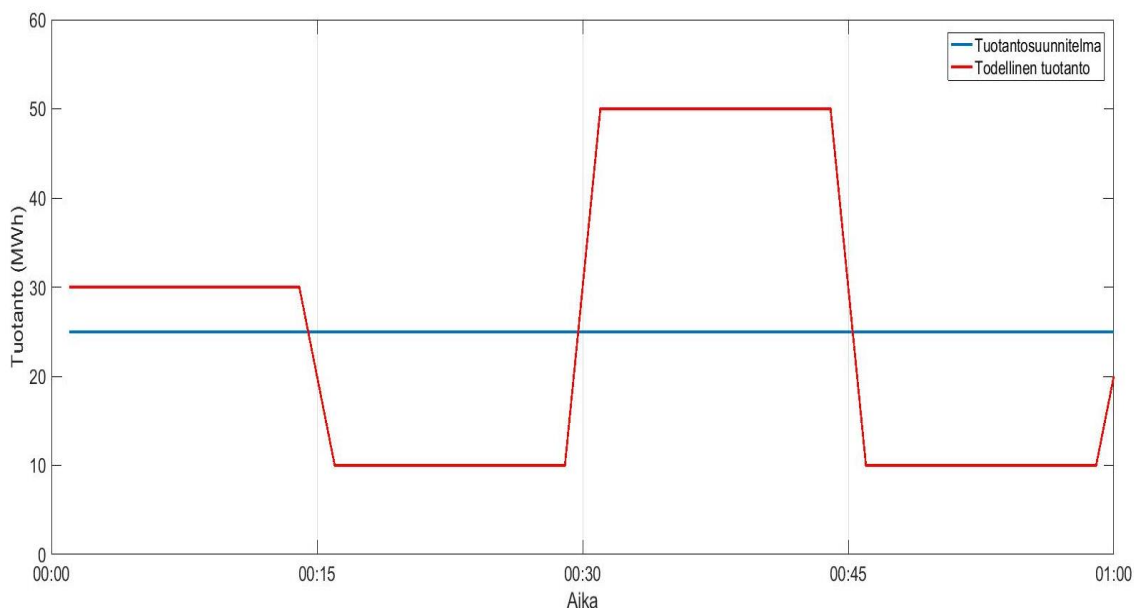
jolloin säätöenergian tarve vähenisi. Lyhempi taseselvitysjakso voisi myös johtaa suurempaan kaupankäyntivolyymiin päivänsisäisillä markkinoilla, joka vuorostaan vähentäisi säätösähkömarkkinoilla aktivoitavaa säätövolyyymiä. Kuvassa 13 on havainnollistettu teoreettista eroa säätötarpeessa tunnin ja 15 minuutin taseselvitysjaksojen välillä. Ylemmässä kuvaajassa esitetään tunnin ja alemmassa 15 minuutin taseselvitysjakso. Kuvaan on myös piirretty harmaalla säätötarve eli epätasapaino kulutuksen ja tuotannon välillä.



Kuva 13. Ero säätötarpeessa tunnin ja 15 minuutin taseselvitysjaksoilla. Säädetarve eli kulutuksen ja tuotannon välinen epätasapaino on piirretty kuvaajaan harmaalla.

Kuvassa esitetään tilanne, jossa kulutus nousee, mikä on tyypillinen tilanne arkiamuisin. Selkeyden vuoksi tämä nousu on esitetty lineaarisena. Tuotanto ja kulutus ovat tasapainossa taseselvitysjaksolla, mutta kuten kuvasta voidaan havaita, erot tuotannon ja kulutuksen välillä ovat taseselvitysjakson sisällä suuremmat, kun tuotanto esitetty tunnin keskiarvona. Kun tuotanto on esitetty 15 minuutin keskiarvoina, epätasapaino taseselvitysjakson sisällä, eli tarvittava säätövolyyymi, pienenee 75 % verrattuna ylemmän kuvaajan tilanteeseen. Kuvasta huomataan myös, että säädöistä tulisi nykyistä lyhytkestoisempia.

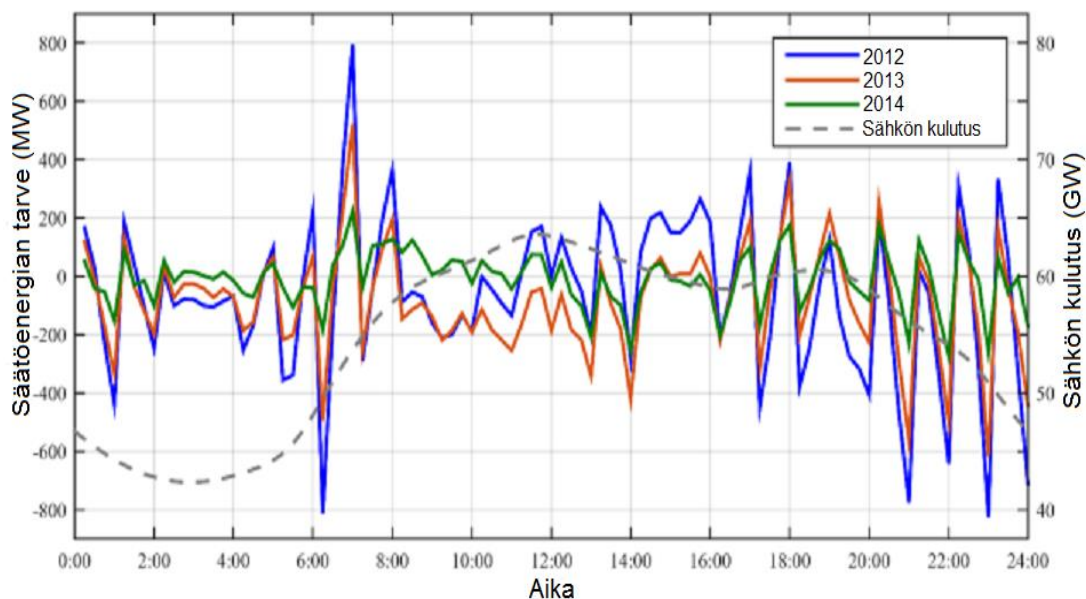
Lyhempi taseselvitysjakso tarkoittaa myös, että tuotantosuunnitelmien on oltava resoluutioltaan tarkempia, etenkin mikäli tuotanto mitataan 15 minuutin tasolla. Kuvassa 14 on havainnollistettu tätä.



Kuva 14. Esimerkki tuotantosuunnitelmasta ja toteutuneesta tuotannosta.

Kuvassa on esitetty tuotantosuunnitelma, joka aiheuttaa tasepoikkeaman toimijalle 15 minuutin taseselvitysjaksolla, sillä tuotantosuunnitelma ei ota huomioon tunninsisäistä vaihtelua. Tunnin taseselvitysjaksolla tämä vaihtelu ei näkyisi, vaan erisuuntaiset vaihtelut netottuisivat ja tasepoikkeamaa ei syntyisi.

Jotta 15 minuutin taseselvitysjakso pienentäisi säätötarvetta, olisi luultavasti myös sähkökauppaa voitava käydä 15 minuutin tasolla. Tällöin markkinat tasapainottaisivat tuotannon ja kulutuksen lyhemmällä aikavälillä, jolloin myös säädön tarve pienenee. Saksassa, jossa 15 minuutin taseselvitysjakso on jo käytössä, 15 minuutin tuotteiden käyttöönotto ensin päivänsisäisillä markkinoilla vuonna 2011 ja myöhemmin vuonna 2014 vuorokausimarkkinoilla on vähentänyt säädön tarvetta järjestelmässä (Remppis et al. 2015). Saksan järjestelmässä neljä kantaverkkoyhtiötä vastaavat kukin tasehallinnasta omalla alueellaan (van der Veen & Hakvoort 2009). Kaupankäynti 15 minuutin tuotteilla on erityisesti kannattavaa markkinatoimijoille silloin, kun tuotanto tai kulutus kasvaa tai pienenee nopeasti, sillä silloin niillä saavutetaan tuotannon ja kulutuksen tasapaino lyhemmällä aikavälillä, kuten kuvassa 12. Esimerkiksi aurinkovoimaloiden tuotanto kasvaa voimakkaasti aamuisin ja pienenee vastaavasti iltaisin. Tällöin toimijat voivat käydä kauppaa 15 minuutin tuotteilla vähentääkseen omaa tasesähkön tarvettaan. Kuvassa 15 on esitetty säätöenergian ja sähkön kulutuksen 15 minuutin keskiarvot Saksassa vuosina 2012–2014. Kuvassa on siis esitetty keskimääräinen vuorokauden sähkön kulutus ja säätöenergian tarve.



Kuva 15. Säätöenergian tarve ja sähkön kulutuksen keskiarvot Saksassa eri vuosina. Perustuu lähteeseen (Remppis et al. 2015).

Kuvasta on nähtävissä kulutuksen selkeä kasvu aamun ja aamupäivän aikana ja tästä aiheutuva korkea säädön tarve erityisesti tunninvaihteessa. Kuitenkin säätötarpeen huomataan vähentyneen siirryttäessä kohti nykyhetkeä, esimerkiksi aamulla kello 6-7 esiintyvät piikit säätöenergian tarpeessa ovat pienentyneet. Vuonna 2012 suurin säätötarve oli 800 MW sekä ylös, että alas, kun taas vuonna 2014 se oli vain noin 200 MW. Tätä selittää tuotannon 15 minuutin tuotteiden käyttöönotto markkinoilla ja niiden lisääntynyt käyttö, jolloin tuotanto ja kulutus ovat tasapainossa lyhemmällä aikavälillä voimalaitosten tuotantosuunnitelmien ja toteutuneen tuotannon ollessa lähempänä todellista kulutusta. Myös vuonna 2014 voimaantulleet muutokset, jotka velvoittavat tuuli- ja aurinkovoimatuottajia myymään tuotantonsa itse järjestelmävastaavan sijaan, ovat saattaneet vaikuttaa 15 minuutin tuotteiden käyttöön markkinoilla ja siten säätöenergian tarpeeseen. Lisäksi taajuuden laadun on havaittu paranevan hieman 15 minuutin tuotteiden käytön lisääntymisen seurauksena. Näin ollen kantaverkkoyhtiöiden tarve reserveille vähenee säätöenergian tarpeen pienentyessä. (Remppis et al. 2015)

Tämän perusteella voidaan olettaa, että mikäli tuuli- ja aurinkoenergia oletetaan yleistävän Suomessa ja muissa pohjoismaissa ja taseselvitysjakso päädyttäisiin harmonisoimaan 15 minuuttiin, olisi perusteltua ottaa käyttöön lyhempiä kuin tunnin tuotteita sähkömarkkinoille, sekä vuorokausimarkkinoille että päivänsisäiseen kaupankäyntiin. Silloin toimijat voisivat pienentää tasepoikkeamaansa kaupankäynnillä ennen toimitushetkeä.

7. MITTAUSJAKSON VAIKUTUS TASEVIRHEESEEN

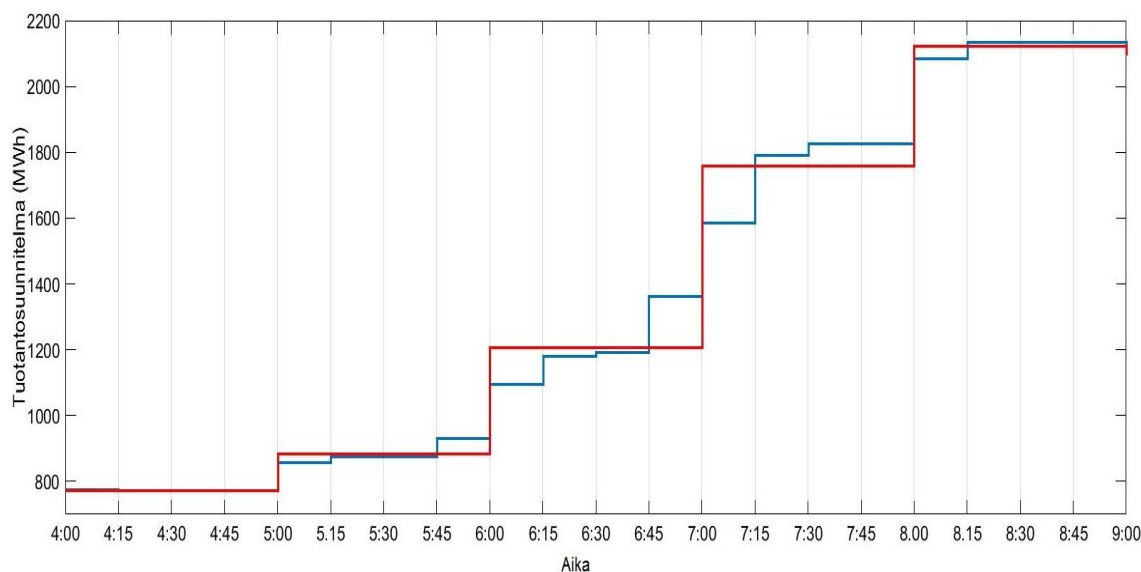
Tässä luvussa arvioidaan sähkömarkkinatoimijoille aiheutuvaa tasevirhettä, kun mittaukset ovat tuntitasolla ja taseselvitys tehdään 15 minuutin tasolla. Tarkoituksena on arvioida sekä tuotannon että kulutuksen tasevirhettä vertaamalla toteutunutta tuotantoa ja kuluista suunniteltuun. Mittausjaksojen epäsuhdasta aiheutuva tasevirhe jää verkonhaltijan taseeseen, mikä aiheuttaa kustannuksen verkonhaltijalle.

7.1 Tutkimusaineiston esittely

Tutkimukseen käytetään Fingridin käytönvalvontajärjestelmästä saatua mittausdataa kulutuksesta ja tuotannosta vuodelta 2015. Tuotantoa tarkastellaan aluksi koko Suomen tasolla. Myös eri tuotantomuotoja tarkastellaan erikseen. Tuotantomuodoista tarkasteluun on valittu vesi-, tuuli-, ydin- ja lauhdevoima. Myös kulutuksen poikkeamaa suunnitellusta tarkastellaan koko maan tasolla. Lisäksi metalliteollisuuslaitoksen ja kaupunkialueen kulutusta tarkastellaan erikseen. Toteutuneen ja suunnitellun tuotannon vertailussa suunniteltuun käytetään tasehallinnan tarpeisiin muodostettuja 5 minuutin tuotantoennusteita, joista on edelleen laskettu 15 minuutin tuotantoennusteet. 5 minuutin tuotantoennusteet on laskettu tasevastaavien lähettämistä tuntitason tuotantosuunnitelmista toteutuneen tuotannon historiatietojen perusteella. Niissä on siis arvioitu tuotannon tunninsisäinen muutos toteutuneen tuotannon perusteella.

Kokonaiskulutuksen tasevirheen arviointiin käytetään tasehallinnan tarpeisiin muodostettua kulutusennustetta. Hankitun sähkön määrän oletetaan olevan kulutusennusteen suuruinen. Teollisuuden ja kaupunkialueen kulutuksen tasevirhettä taas arvioitaessa hankitun sähkön oletetaan vaihtelevan satunnaisesti välillä 0,9–1,1 kertaa toteutunut kulutus. Vaikka kulutusennusteen ennustevirhe voi parhaimmillaan olla luokkaa 1-3 % (Westerlund 2013), on tässä valittu suurempi vaihteluväli, sillä kuorman ennustamiseen vaikuttavat useat tekijät ja ennuste voi ajoittain olla epätarkka ja tämän vaihteluvälin arvoitiin kuvaavan tätä epätarkkuutta.

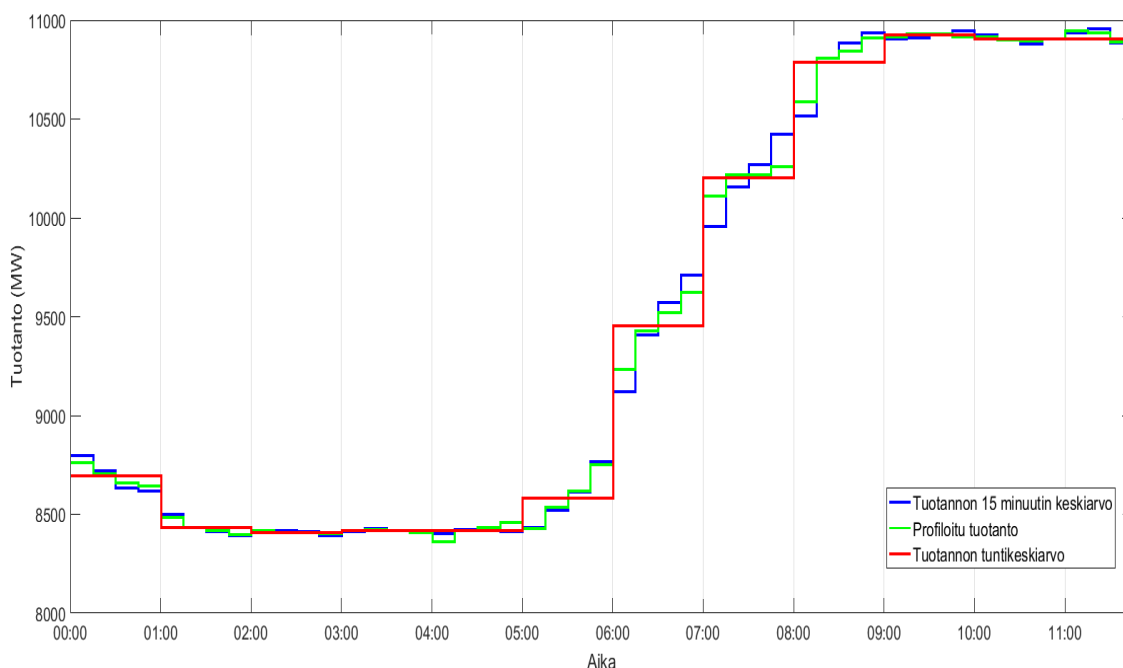
Kuvassa 16 on esitetty Suomen vesivoiman yhteenlasketut tuntitason tuotantosuunnitelmat sekä 15 minuutin tarkkuudella tehdyt tuotantoennusteet 15.1.2015 aamulla. Tuntitason tuotantosuunnitelma on tasevastaavien Fingridille toimittamien tuotantosuunnitelmien summa ja 15 minuutin tuotantoennuste on muodostettu myös niiden pohjalta. 15 minuutin tuotantoennuste on piirretty kuvassa sinisellä ja tuntitason tuotantosuunnitelma punaisella.



Kuva 16. Esimerkki vesivoiman tuotantosuunnitelmasta tunnin ja 15 minuutin tarkkuudella aamulta 15.1.2015. 15 minuutin tuotantoennuste on piirretty kuvaan sinisellä ja tuntitason tuotantosuunnitelma punaisella.

Kuvasta on nähtävissä tunnin ja 15 minuutin tuotantosuunnitelmien ero, etenkin tilanteissa, jossa tuotantoa kasvatetaan nopeasti, kuten aamulla tyypillisesti kulutuksen kasvavassa tehdyssä. Kun tuotanto on tasaisempaa, tuotantosuunnitelmien välillä ei ole kovin suurta eroa. 15 minuutin ennusteessa taseselvitysjakson vaihteessa tapahtuva muutos ei ole kuitenkaan niin jyrkkä.

Tutkimuksessa käytettävät tuotannon ja kulutuksen profiilit on muodostettu Fingridin käytönvalvontajärjestelmästä saatujen 15 minuutin keskitehojen avulla. Suomen kokonaiskulutukselle ja tuotannolle sekä tarkasteltaville tuotantomuodoille ja kulutustyypeille erikseen muodostettiin profiilit vuosien 2013–2015 toteutuneen tuotannon ja kulutuksen perusteella. Profiili muodostettiin jakamalla kunkin 15 minuutin jakson keskimääräinen teho kyseisen tunnin keskiteholla vuosilta 2013–2015. Näin saatiin kerroin, joka kuvaa kunkin 15 minuutin jakson keskitehon suhdetta kyseisen tunnin keskitehoon. Kun tunnin keskiteho kerrotaan tällä osamäärällä, saadaan kyseisen tunnin 15 minuutin jaksojen arvioitu teho. Tässä työssä muodostettiin tällä tavoin profiili vuoden jokaiselle päivälle erikseen. Kuvassa 17 on esitetty erään talviarkipäivän toteutunut tuotanto mitattuina tuntilukemina, mitattuina 15 minuutin lukemina ja profiloituina 15 minuutin lukemina kyseisen päivän ensimmäisten 12 tunnin ajalta. Mitattu tuotanto sekä tunnin että 15 minuutin lukemina on saatu Fingridin käytönvalvontajärjestelmästä. Koko vuorokauden tuotannon kuvaaja on esitetty liitteessä A.



Kuva 17. Erään arki-aamun tuotanto esitettyinä tunnin ja 15 minuutin keskiarvoina ja profiloituina 15 minuutin arvoina.

Kuvasta huomataan profiloitujen arvojen seuraavan varsin tarkasti todellisia 15 minuutin arvoja. Eroa syntyy jonkin verran muutostilanteissa, sillä muutoksen nopeus on ollut erilainen vuosina, joista profiili on muodostettu.

7.2 Tarkasteltavat skenaariot

Mikäli taseselvitysjakso päädytään lyhentämään 15 minuuttiin esimerkiksi 2020-luvun alussa, nykyisin käytössä olevat tuntimittarit eivät ole tulleet käyttöikänsä päähän vielä tällöin, sillä energiamittareita uusitaan Suomessa luultavasti 2025 jälkeen (Energiateollisuus 2015). Näin ollen osa kuluttajista ja tuottajista saattaa jäädä tuntimittauksen piiriin siirtymäajaksi. Mittausjakson ollessa taseselvitysjaksoa pidempi, on tunti-lukemista muodostettava 15 minuutin lukemia esimerkiksi profiloimalla.

Mittaus- ja taseselvitysjaksojen eron aiheuttaman tasevirheen analysoimiseksi tarkastellaan eri skenaarioita profiloinnin ja tuntimittauksen käytön välillä. Lisäksi tarkastellaan skenaariota, jossa osa energiamittareista on konfiguroitu uudelleen siten, että ne kykenevät mittaamaan 15 minuutin resoluutiolla. Tarkasteltavat skenaariot ovat:

- Profilointi, jossa tuntimittauksista muodostetaan 15 minuutin lukemia vuosien 2013–2015 toteutuneen tuotannon tai kulutuksen perusteella, kuten edellä kuvattiin.
- Neljällä jako, jossa tuntimittauksen lukema jaetaan tasan neljälle 15 minuutin jaksolle. Tällöin tuotannon tai kulutuksen oletetaan olevan tasaista koko tunnin ajan, eikä tunnin sisäistä vaihtelua huomioida.

- Osittainen profilointi, jossa 50 % tuntimittauksien energiasta on profiloitu ja 50 % energiasta jaettu tasan 15 minuutin jaksoille. Tämä on yhdistelmä kahdesta edellisestä skenaariosta.
- Osittainen uudelleenkonfigurointi, jossa 50 % mittareista konfiguroidaan 15 minuutin mittausresoluutioon ja näiden mittareiden oletetaan olevan sellaisia, että niiden mittausresoluutio voidaan muuttaa etäkonfiguraatiolla, eikä mittaria siten tarvitse vaihtaa kokonaan uuteen. Tuntimittaukset profiloidaan edelle kuvatulla menetelmällä. Skenaariossa on oletettu, että 50 % energiasta on mitattua ja 50 % profiloitua. Tämä tarkastelu tehdään vain kokonaistuotannolle ja -kulutukselle, sillä esimerkiksi mittarien määrästä ei ole tietoa tuotantomuodoittain, jolloin mittarien uudelleenkonfiguroinnin aiheuttamien kustannusten arviointi ei ole luotettava.

Kyseiset skenaariot on valittu tarkasteluun, sillä ne ovat mahdollisia vaihtoehtoja siirtymäaikana, jona 15 minuutin taseselvitysjakso on jo käytössä, kaikkia mutta energiamittareita ei ole vielä vaihdettu tai konfiguroitu uudelleen mittaamaan taseselvitysjakson tarkkuudella. Mikäli taseselvityksessä käytetään eri tavoin muodostettuja 15 minuutin lukemia, kuten skenaarioissa ”osittainen profilointi” ja ”osittainen uudelleenkonfigurointi”, mittausvastuulliselle verkonhaltijalle syntyy mittausalueen tasepoikkeamaa, joka vaikuttaa verkonhaltijan tasevirheen suuruuteen (eSett 2016b s. 34).

7.3 Tasevirhe Suomessa

Tuotannon tasevirhettä lasketaan vertaamalla toteutunutta tuotantoa suunniteltuun. Koska tuotantoa tarkastellaan koko Suomen tasolla, eri tasevastaavien erisuuntaiset virheet nettoutuvat. Yhtälönä tuotannon tasevirhe voidaan siis esittää muodossa:

$$\text{Tuotannon tasevirhe} = \text{Toteunut tuotanto} - \text{Tuotantosuunnitelma}. \quad (4)$$

Kulutukselle tasevirhe lasketaan vertaamalla tuotetun ja hankitun sähkön määrää toteutuneeseen kulutukseen. Kuten tuotantoakin, myös kulutusta tarkastellaan koko Suomen tasolla, joten yksittäisten tasevastaavien erisuuntaiset virheet nettoutuvat. Yhtälönä kulutuksen tasevirhe voidaan esittää muodossa:

$$\text{Kulutuksen tasevirhe} = \text{Hankittu energia} - \text{Toteutunut kulutus}. \quad (5)$$

Nämä eroavat luvussa 3.1 esitetyistä yhtälöistä siten, että tehokauppoja ei huomioida tarkastelussa, sillä tarkastelu tehdään tuotantomuodoittain eikä tasevastaavittain. Kulutuksen tasevirhettä tarkasteltaessa oletetaan tuotantosuunnitelman olevan nolla. Virheen ollessa positiivinen, on toimijan myytävä ylimääräinen tuottamansa tai hankkimansa sähkö tasesähköinä, jolloin järjestelmävastaava ostaa sen tasesähkön ostohintaan. Kun virhe on

negatiivinen, on tuotannon tai hankinnan alijäämä korvattava ostamalla tasesähköä, jolloin tasesähköyksikkö myy sen tasesähkön myyntihintaan. Tasesähkön oston toimijalle aiheuttama kustannus lasketaan seuraavalla tavalla:

$$\text{Tasesähkön ostokustannus} = |Tasevirhe| \cdot (\text{Tasesähkön myyntihinta} - \text{Aluehinta}), \quad (6)$$

missä aluehinta on Suomen aluehinta vuorokausimarkkinoilla. Tasesähkön myynnin aiheuttama kustannus taas lasketaan seuraavalla tavalla:

$$\text{Tasesähkön myyntikustannus} = |Tasevirhe| \cdot (\text{Aluehinta} - \text{Tasesähkön ostohinta}). \quad (7)$$

Kuten yhtälöistä havaitaan, tasesähkön osto tai myynti ei aiheuta kustannuksia (pois lukien tasepalvelumaksut), kun tasesähkön hinta on yhtä suuri kuin Suomen aluehinta. Tällöin siis tuotantotaseen alijäämä alassäätilanteessa ja ylijäämä ylössäätilanteessa ei aiheuta kustannuksia. Kulutustasetta tarkastellessa on otettava huomioon, että sille sovelletaan yksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön myynti- ja ostohinta on sama. Tällöin kulutustaseen alijäämästä alassäätilanteessa ja ylijäämästä ylössäätilanteesta on hyötyä, sillä tasesähköä voi ostaa Suomen aluehintaa alempaan hintaan alassäätilanteessa ja myydä Suomen aluehintaa korkeampaan hintaan. Kustannuksia ei kummassakaan tapauksessa synny jos säätöä ei ole tehty kumpaankaan suuntaan.

Koska tasesähkön hinnat riippuvat säätötilanteesta, olisi laskettaessa kustannuksia erikseen jokaiselle 15 minuutin jaksolle tunnettava kyseisen jakson säätötilanne. Tässä työssä kustannukset on arvioitu tasevirheen kokonaisvolyyymiä käyttäen, jolloin yksittäisen 15 minuutin jakson säädön pääasiallista suuntaa ei tarvitse olettaa. Vuosina 2013–2015 keskimäärin 45 % netotetusta tuotantotasesähkön myyntivolyyymistä ja 37 % tuotantotasesähkön netotetusta ostovolyyymistä aiheutti tasevastaaville kustannuksia. Vastaavasti keskimäärin 52 % kulutustaseen tasesähkön netotetusta myyntivolyyymistä ja 62 % netotetusta ostovolyyymistä aiheutti tasevastaaville kustannuksia vuosina 2013–2015. Toisaalta 18 % netotetusta kulutustaseen tasesähkön osto- ja myyntivolyyymistä oli taloudellisesti kannattavaa tasevastaaville. Taulukossa 2 on esitetty tasesähkön oston ja myynnin keskimääräiset kustannukset ja kulutustaseen tasesähkön oston ja myynnin keskimääräiset hyödyt vuosina 2013–2015. Taulukossa esitetyt keskimääräiset kustannukset ja hyödyt on laskettu laskemalla keskiarvo Suomen aluehinnan ja tasesähkön hinnan niiltä tunneilta, joina tasesähkön osto tai myynti aiheutti tasevastaaville kustannuksia tai hyötyä.

Taulukko 2. Keskimääräiset tasesähkökustannukset ja hyödyt vuosina 2013–2015

Keskimääräiset tasesähkökustannukset / hyödyt	Tuotantotase	Kulutustase
Ostokustannus (€/MWh)	17,54	10,64
Myyntikustannus (€/MWh)	10,29	20,53
Hyöty ostosta (€/MWh)	-	6,66
Hyöty myynnistä (€/MWh)	-	13,15

Jos oletetaan, että 15 minuutin taseselvitysjaksolla tilanne olisi vastaava kuin edellä esitetty eli yhtä suuri osuus tasesähkön ostosta ja myynnistä sijoittuisi taseselvitysjaksolle, jolla se aiheuttaa kustannuksia, ja tasesähkön hinnan ja Suomen aluehinnan keskimääräinen ero pysyisi yhtä suurena kuin toteutunut ero vuosina 2013–2015. Tällöin tasevirheen aiheuttamat kokonaiskustannukset voidaan laskea vuoden tasevirheen kokonaisvolyymistä käyttämällä edellä esitettyjä osuuksia sekä keskimääräisiä kustannuksia ja hyötyjä. Lisäksi tasesähkön ostosta ja myynnistä on maksettava 0,5 €/MWh volyymimaksu, mikä kasvattaa kustannuksia (Fingrid 2015).

7.3.1 Kokonaistuotannon tasevirhe

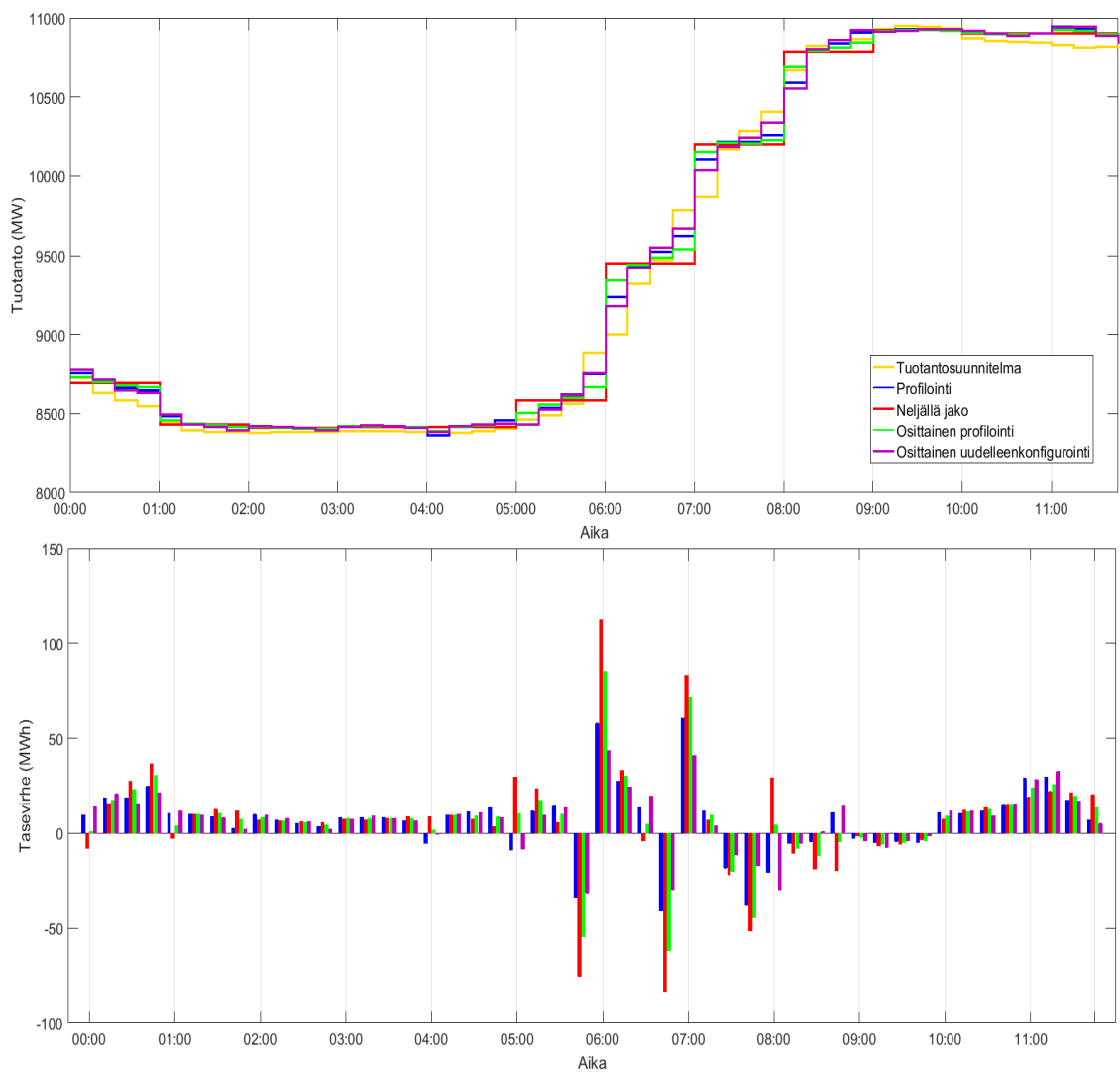
Aluksi tarkastellaan tasevirhettä Suomen kokonaistuotannon osalta eli verrataan toteutunutta kokonaistuotantoa kaikkien tuotantosuunnitelmien summaan. Näin ollen saatava tasevirhe on kaikkien tasevastaavien tasevirheiden summa eli yksittäisten tasevastaavien väliset erisuuntaiset tasevirheet netottuvat. Taulukossa 3 on esitetty yhteenveto kokonaistuotannon tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.1. Taulukossa tasevirheen myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä, jolloin tasevastaavien on myytävä tasesähköä, ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä, jolloin tasevastaavien on ostettava tasesähköä.

Taulukko 3. Yhteenveto kokonaistuotannon tasevirheestä vuonna 2015.

	Profi- lointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi	Osittainen uudel- leenkonfigurointi
Myyntivolyymi (GWh)	1 545,4	1 549,9	1 544,7	1 543,8
Ostovolyymi (GWh)	102,0	106,4	101,1	100,2
Yhteensä (GWh)	1 648	1 656	1 646	1 644
Myyntikustannukset (k€)	7 157	7 177	7 153	7 148
Ostokustannukset (k€)	662	690	656	650
Yhteensä (k€)	7 819	7 867	7 809	7 798
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	2,53	2,54	2,52	2,52

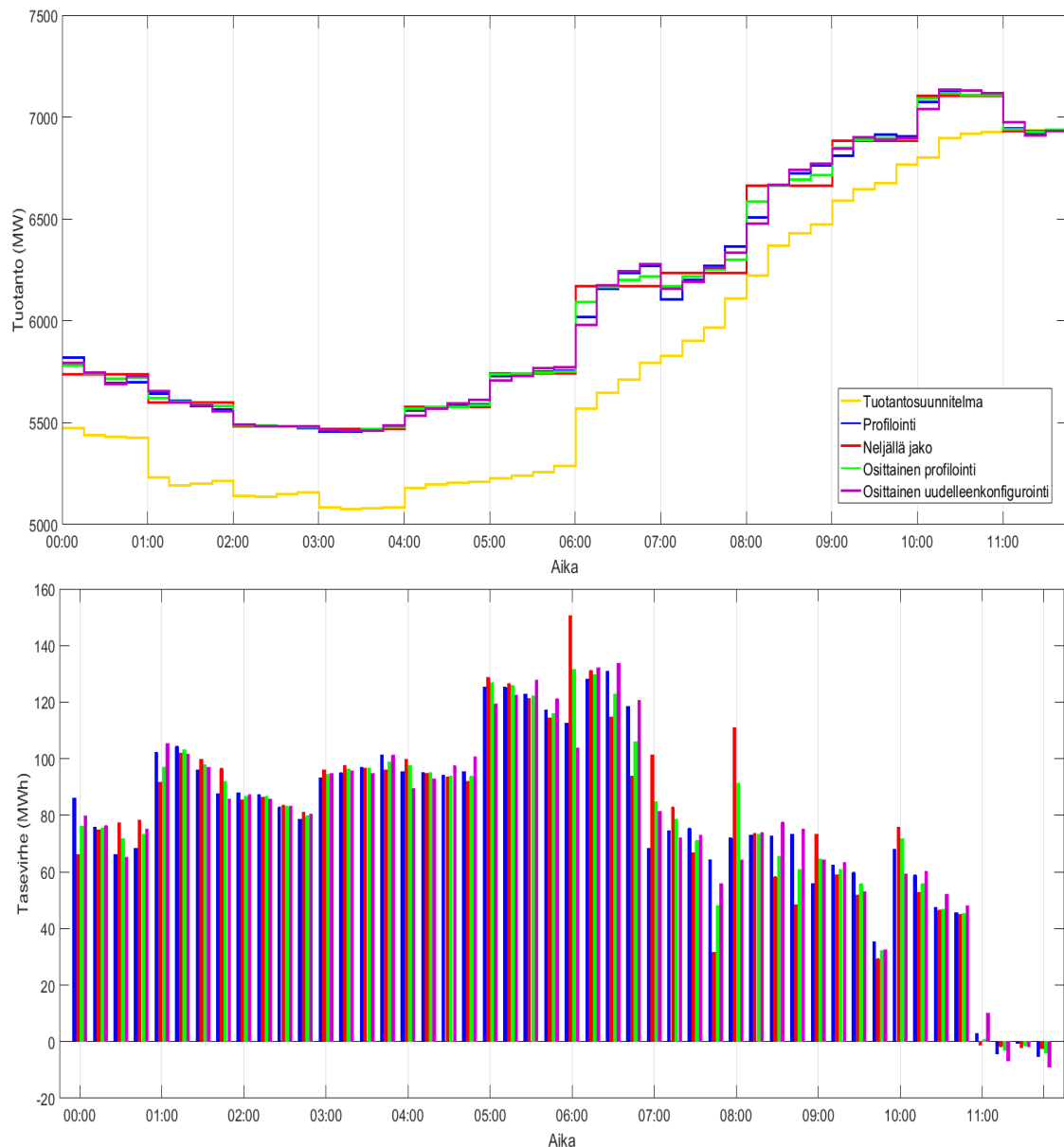
Taulukosta havaitaan tasevirheen kokonaisvolyymien ja kustannusten olevan lähes yhtä suuria eri skenaariossa. Kun tasevirhe suhteutetaan vuoden toteutuneeseen tuotantoon,

on se kaikissa skenaarioissa luokkaa 2,5 %. Kuitenkin skenaariossa ”neljällä jako” tasevirheen kokonaisvolyyymi on suurin, noin 1 648 GWh. Skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” se on pienin, noin 1 644 GWh. Skenaarioissa ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” aiheutuvat tasevirheet ovat melko lähellä toisiaan yhteensä noin 1 648 GWh ja 1 646 GWh. Myös kustannukset ovat sitä suuremmat, mitä suurempi tasevirhe on. Taulukosta ja liitteen B kuvasta B.1 voidaan myös huomata, että tuotantotase on useammin ylijäämäinen, kuin alijäämäinen. Vaikuttaa siis siltä, että sähköntuottajat tuottavat hieman tuotantosuunnitelmaansa enemmän, sillä tasesähkön myyntikustannukset ovat pienemmät kuin ostokustannukset megawattituntia kohden. Liitteen B jakaumista nähdään myös, että tasevirheet ovat jakautuneet samankaltaisesti kaikissa skenaarioissa. Kuvassa 18 on esitetty Suomen kokonaistuotanto eri skenaarioissa, sekä alemmassa kuvaajassa tuotannon tasevirhe erään talviarkipäivän aamuna. Koko vuorokauden kuvaajat on esitetty liitteen C kuvassa C.1.



Kuva 18. Kokonaistuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talviarkipäivänä.

Kuvassa esitetyssä tilanteessa varsinkin skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu suuri tasevirhe, kun tuotanto kasvaa tai pienenee voimakkaasti aamulla ja illalla. Esimerkiksi kello 5.45 tasevirhe kyseisessä skenaariossa on noin -80 MWh ja kello 6.00 hieman yli 100 MWh. Tässä skenaariossa myös illalla kello 20.45 virhe on suurin, noin 130 MWh. Toiseksi suurimmat virheet näinä hetkinä aiheutuvat skenaariossa ”osittainen profilointi”, jossa tasevirhe on kello 5.45 -60 MWh ja kello 6.00 80 MWh. Muutostilanteissa pienimmät tasevirheet aiheutuvat skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” ja ”profilointi”. Kuvassa 19 on esitetty Suomen kokonaistuotanto tarkastelluissa skenaarioissa ja tasevirhe erään kesäarkipäivän aamuna. Koko vuorokauden kuvaaja on esitetty liitteen C kuvassa C.1.



Kuva 19. Kokonaistuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä.

Kuvassa 19 esitetyssä tilanteessa tuotantosuunnitelma on epätarkka, jolloin tasevirhe on melko suuri kaikissa skenaarioissa, eikä niiden välillä ole selkeitä eroavaisuuksia esimerkiksi aamuyön aikana. Kuitenkin aamutunneilla virheet skenaariossa ”neljällä jako” ovat suurempia kuin muissa skenaarioissa, esimerkiksi kello 6.00 virhe tässä skenaariossa on noin 150 MWh, kun se muissa on 120 MWh tai vähemmän. Myös kello 8.00 skenaariossa ”neljällä jako” virhe on noin 110 MWh, kun muissa skenaarioissa virhe on 90 MWh tai vieläkin pienempi. Molemmissa kuvissa esitetyissä tilanteissa tasevirheet eri skenaarioissa on lähes yhtä suuria, kun tuotanto on tasaista.

7.3.2 Vesivoima

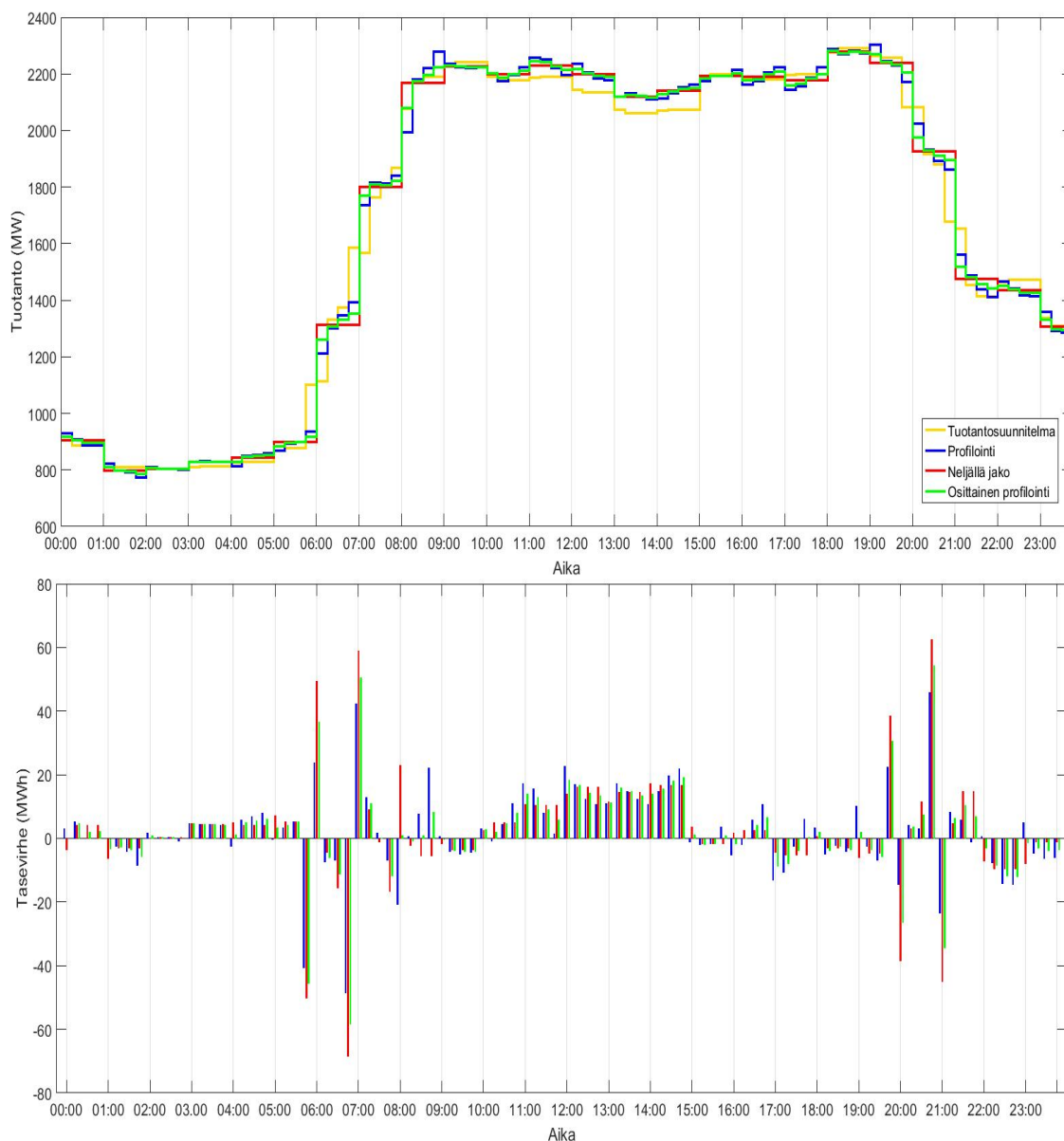
Tarkastellaan vesivoiman tasevirhettä vastaavasti kuten kokonaistuotannolle aiemmin. Taulukossa 4 on esitetty yhteenveto vesivoiman tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.2. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 4. Yhteenveto vesivoiman tasevirheestä vuonna 2015.

	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	303,1	296,6	293,5
Ostovolyymi (GWh)	284,7	277,4	274,3
Yhteensä (GWh)	587	574	568
Myyntikustannukset (k€)	1 404	1 373	1 359
Ostokustannukset (k€)	1 843	1 801	1 780
Yhteensä (€)	3 247	3 147	3 139
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	3,78	3,70	3,66

Taulukosta havaitaan tasevirheen kokonaisvolyymien olevan alle 4 % vuoden toteutuneesta tuotannosta kaikissa skenaarioissa. Vesivoiman tapauksessa skenaariossa ”profilointi” aiheutuu volyymiltään suurin tasevirhe, yhteensä noin 587 GWh, kun skenaariossa ”neljällä jako” tasevirhe vuositasonalla on noin 574 GWh ja skenaariossa ”osittainen profilointi” noin 568 GWh. Osittain profiloitujen mittauslukemien käyttö siis aiheuttaa vuositasonalla pienimmän tasevirheen ja siten pienimmät kokonaiskustannukset. Syynä tälle voi olla tuotantosuunnitelmien tai profiloinnin epätarkkuus. Vesivoimatuotanto vaihtelee tyypillisesti paljon päivän aikana, sillä vesivoimatuotanto on hyvin säädettävää ja suurin osa annetuista ylössäättotarjouksista ja taajuusohjatusta käyttöreservistä on vesivoimaa (Laine 2011, s. 31). Näin ollen aktivoidut säätötarjoukset vaikuttavat käytönvalvonnasta saatuihin tuotantolukemiin, mutta niitä ei huomioida tuotantosuunnitelmissa. Tämä aiheuttaa tässä tarkastelussa tasevirhettä, sillä säätösähkömarkkinoilla tehtyjä kauppvoja ei huomioida. Täten tasevirheen volyymi on suurempi tässä tarkastelussa, jonka vuoksi myös kustannukset ovat suuremmat.

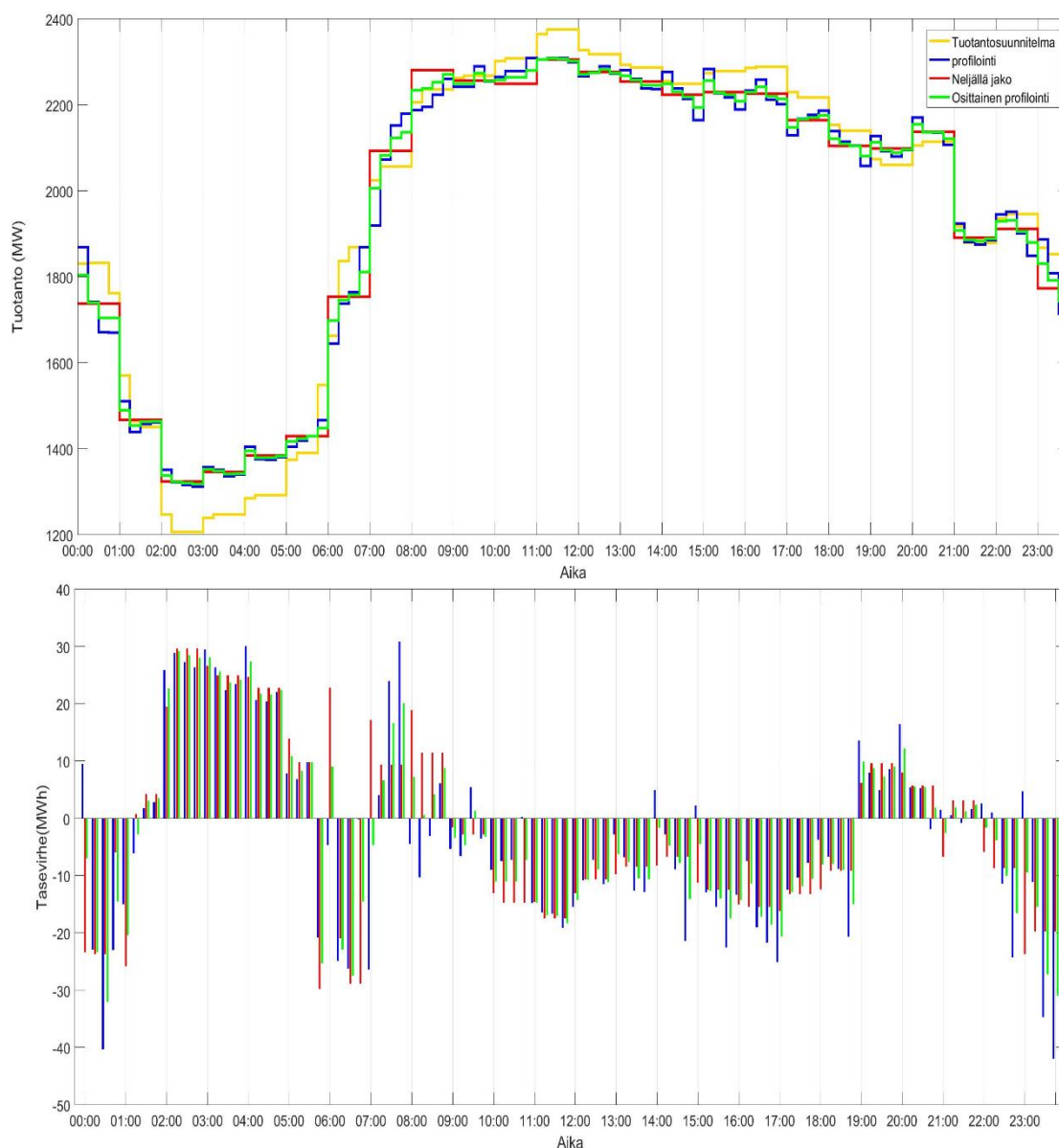
Kuitenkin liitteen B kuvasta B.2 voidaan huomata, että vaikka tasevirheen kokonaisvolyyymi onkin suurin skenaariossa ”profilointi”, kyseissä skenaariossa tasevirhe on useammin lähellä nollaa kuin muissa skenaarioissa. Tällä perusteella vesivoimatuotannon profilointi on kannattavaa, sillä sen jakauman perusteella keskimääräinen tasevirhe on muita skenaarioita pienempi. Kuvassa 20 on esitetty vesivoimatuotanto ja tasevirhe eräänä talviarkipäivänä.



Kuva 20. Vesivoimatuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talviarkipäivänä.

Kuvasta voidaan nähdä, että vesivoimalle on tyypillistä tuotannon voimakas kasvu aamulla kulutuksen kasvaessa ja lasku illalla kulutuksen laskiessa. Hetkinä, joina tuotanto muuttuu, aiheutuu skenaariossa ”neljällä jako” suurin tasevirhe ja skenaarioissa ”profilointi” pienin. Esimerkiksi kello 6.00 tasevirhe on noin 25 MWh skenaarioissa

”profilointi” ja noin 50 MWh skenaariossa ”neljällä jako”. Skenaarioissa ”osittainen profilointi” virhe asettuu näiden kahden skenaarion väliin muutostilanteissa. Kuvassa 21 on esitetty vesivoimatuotanto ja tasevirhe eräänä kesäarkipäivänä.



Kuva 21. Vesivoimatuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä.

Kuvasta nähdään, että skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu useimmiten muita skenaarioita suurempi tasevirhe. Toisaalta myös skenaariossa ”profilointi” tasevirhe on tiettyinä hetkinä suuri, sillä profilointi on kuvan tilanteessa epätarkka, sillä kyseisen päivän vesivoimatuotannon vaihtelu tunnin sisällä ja muutokset tunninvaihteissa ovat olleet hyvin erilaisia eri vuosina. Tällöin sen avulla muodostetut 15 minuutin lukemat vaihtelevat paljon etenkin tunninvaihteissa, esimerkiksi kello 14.45 ja 15.00. Tähän tunninvaihteissa näkyvään vaihteluun voi olla syynä Fingridin tilaamat säädöt. Kuvan tilanteessa myös tuotantosunnitelma on ollut epätarkka esimerkiksi kello 2–5.

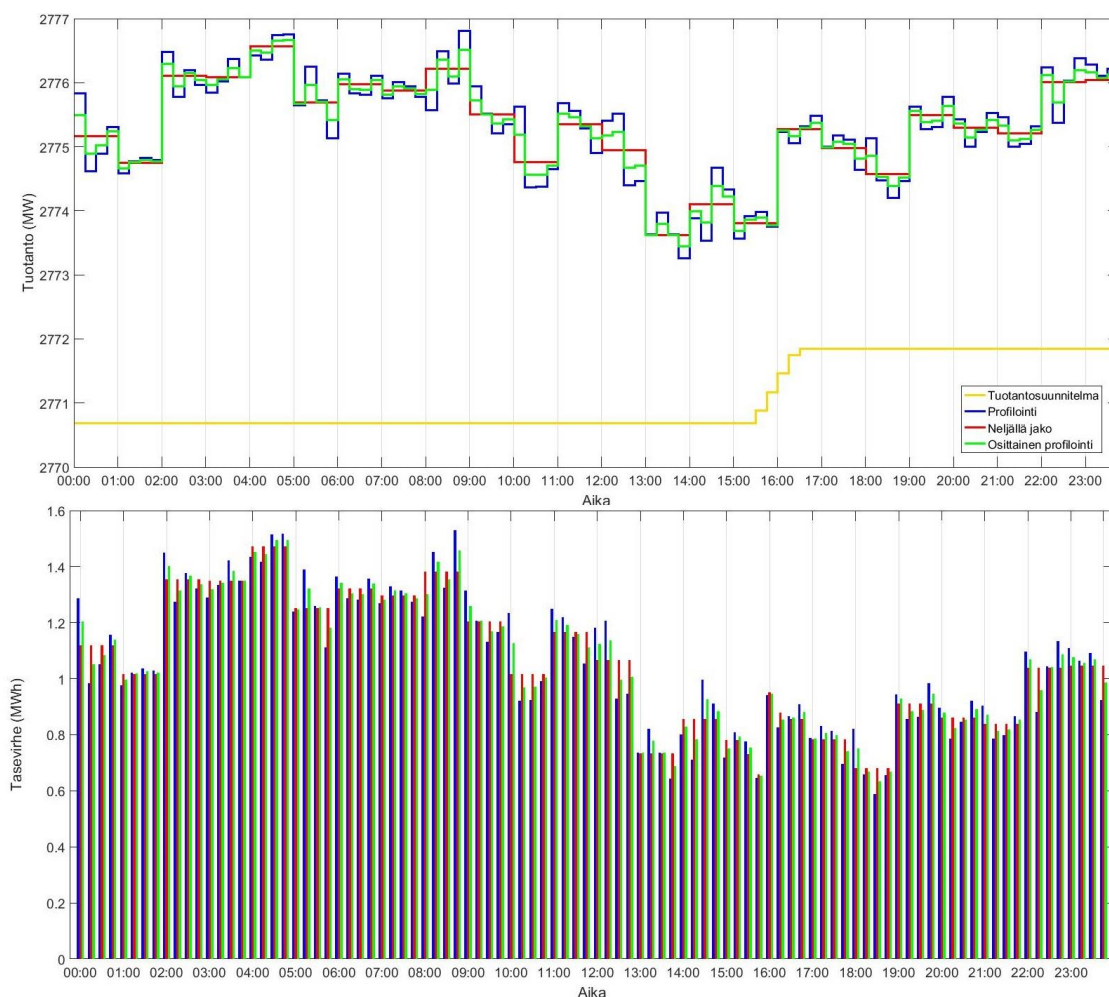
7.3.3 Ydinvoima

Tarkastellaan ydinvoiman tasevirhettä vuodelle 2015. Taulukossa 5 on esitetty yhteen-
veto ydinvoiman tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna
2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa
B.3. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevir-
hettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 5. Yhteen veto ydinvoiman tasevirheestä vuonna 2015.

	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	54,4	53,2	53,6
Ostovolyymi (GWh)	18,3	17	17,5
Yhteensä (GWh)	73	70	71
Myyntikustannukset (k€)	252	246	248
Ostokustannukset (k€)	119	111	113
Yhteensä (k€)	371	357	362
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	0,33	0,31	0,32

Ydinvoiman tapauksessa tasevirhe on varsin pieni suhteutettuna toteutuneeseen tuotan-
toon, vain noin 0,3 %. Syynä tälle on, että ydinvoimatuotanto on hyvin tasaista, sillä lai-
toksia ajetaan lähes jatkuvasti nimellistehollaan vuoden- tai vuorokaudenajasta riippu-
matta. Näin ollen tasainen tuotanto on helppo ennakoida, jolloin ero tuotantosuunnitelma
ja toteutuneen tuotannon välillä jää pieneksi, joten kustannuksetkin ovat varsin pienet.
Tuotannon tasaisuudesta johtuen tasevirheen kokonaisvolyymi on pienin skenaariossa
”neljällä jako”, noin 70 GWh vuositasolla, kun skenaarioissa ”profilointi” se on 73 GWh
ja ”osittainen profilointi” se on 71 GWh. Kuten liitteen B kuvasta B.3 voidaan havaita, ei
tasevirheen jakaumissakaan ole eroa. Kuvassa 22 on esitetty ydinvoimatuotanto ja tase-
virhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä arkipäivänä.



Kuva 22. Ydinvoimatuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä arkipäivänä.

Kuten kuvasta voidaan huomata, tuotanto ei juurikaan vaihtelee päivän aikana ja tuotantosuunnitelmassa on nähtävissä noin 1 MW:n tehonmuutos. Myös tuotannon vaihtelu on vain noin 1 MW:n luokkaa. Näin ollen tasevirheet eri skenaariossa on kutakuinkin yhtä suuria, eikä missään skenaariossa aiheudu juurikaan muita suurempaa virhettä. Kuvasta voidaan myös nähdä, että tuotantosuunnitelma on hieman pienempi kuin toteutunut tuotanto.

7.3.4 Lauhdevoima

Tarkastellaan lauhdevoiman tasevirhettä vuonna 2015. Taulukossa 6 on esitetty yhteenvedo lauhdevoiman tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.4. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 6. Yhteenveto lauhdevoiman tasevirheestä vuonna 2015.

	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	176,6	176,6	176,3
Ostovolyymi (GWh)	57,1	57,1	56,9
Yhteensä (GWh)	233,7	233,7	233,3
Myyntikustannukset (k€)	818	818	817
Ostokustannukset (k€)	371	371	369
Yhteensä (k€)	1 189	1 189	1 186
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	12,70	12,70	12,68

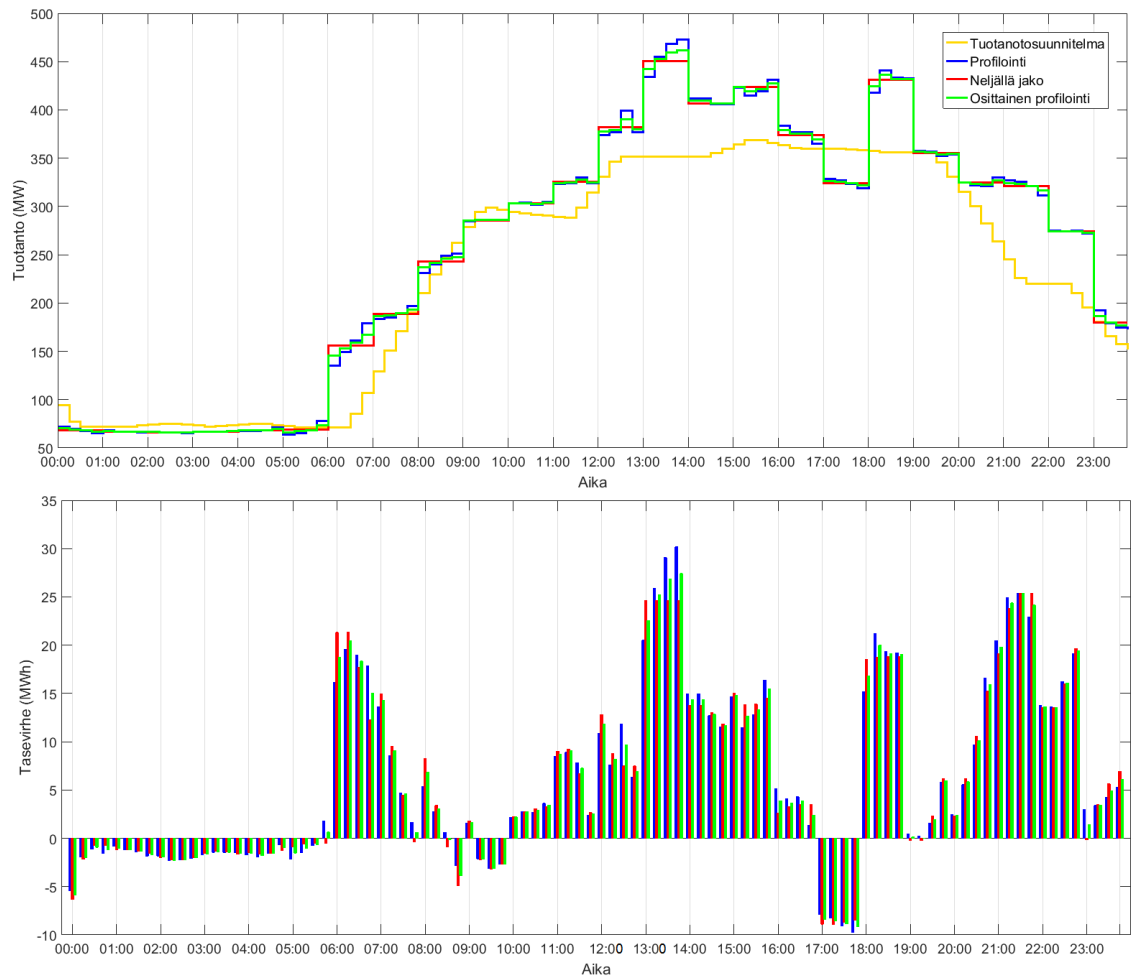
Taulukosta havaitaan lauhdetuotannon tasevirheen olevan melko suuri suhteutettuna toteutuneeseen tuotantoon, noin 12,7 % kaikissa skenaarioissa. Kuten aiemmin tarkasteltu tuotantokin, on myös lauhdetuotannon taseuseimmiten ylijäämäinen, ja tasesähkön myyntivolyymi on kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa noin kolminkertainen verrattuna ostovolyymiin. Myös liitteen B kuvasta B.4 huomataan lauhdevoiman tasevirheen olevan painottunut ylijäämään kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa. Kuvasta B.4 ja taulukosta 6 voidaan huomata, että tasevirheen kokonaisvolyymissä ja kustannuksissa ei ole huomattavissa suurta eroa eri skenaarioiden välillä. Pienin virhe aiheutuu skenaarioissa ”osittainen profilointi”, yhteensä 233,3 MWh vuodessa. Skenaarioissa ”profilointi” ja ”neljällä jako” tasevirheen kokonaisvolyymi on 233,7 MWh vuodessa molemmissa skenaarioissa.

Lauhdetuotantoa ei ole Pohjoismaissa enää juurikaan käytössä ja lauhdetuotanto ajaa lähinnä talviaikaan, jolloin kulutus ja sähkön hinta ovat tyypillisesti korkeammat kuin kesällä. Kuvissa 23 ja 24 on esitetty lauhdetuotanto ja tasevirhe talvi- ja kesäpäivinä. Kuvista huomataan, että lauhdetuotannossa on suuri ero talven ja kesän välillä.



Kuva 23. Lauhdetuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talviarki-päivänä.

Kuvasta 23 nähdään, että skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuva tasevirhe on suurin muutostilanteissa, esimerkiksi kello 5.45 virhe on noin -30 MWh ja kello 6.00 noin 25 MWh. Virheet skenaarioissa ”osittainen profilointi” ja ”profilointi” ovat tätä selvästi pienempiä kyseisillä ajanhetkillä. Myös tuotannon laskiessa illalla kello 20–22 skenaarioissa ”neljällä jako” aiheutuva tasevirhe on suurempi, kuin muissa skenaarioissa.



Kuva 24. Lauhdetuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä.

Kuvan 24 tilanteessa tuotantosunnitelma on selvästi virheellinen. Tasevirhe kaikissa skenaarioissa on suurimmillaan iltopäivällä, jolloin tuotantosunnitelma on selvästi liian pieni. Tällöin myöskään eri skenaarioiden välillä ei ole merkittävää eroa. Kuitenkin aamulla, esimerkiksi kello 6.00 skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu suurempi virhe kuin muissa skenaarioissa. Toisaalta suurin yksittäinen tasevirhe aiheutuu skenaariossa ”profilointi”, mikä johtuu profiloinnin epätarkkuudesta. Kuvasta voidaan myös huomata, että lauhdetuotanto on kesäaikaan vähäistä verrattuna kuvan 23 tilanteeseen, jossa lauhdetuotanto oli maksimissaan noin 1100 MW, kun kuvassa 24 se on maksimissaan noin 450 MW.

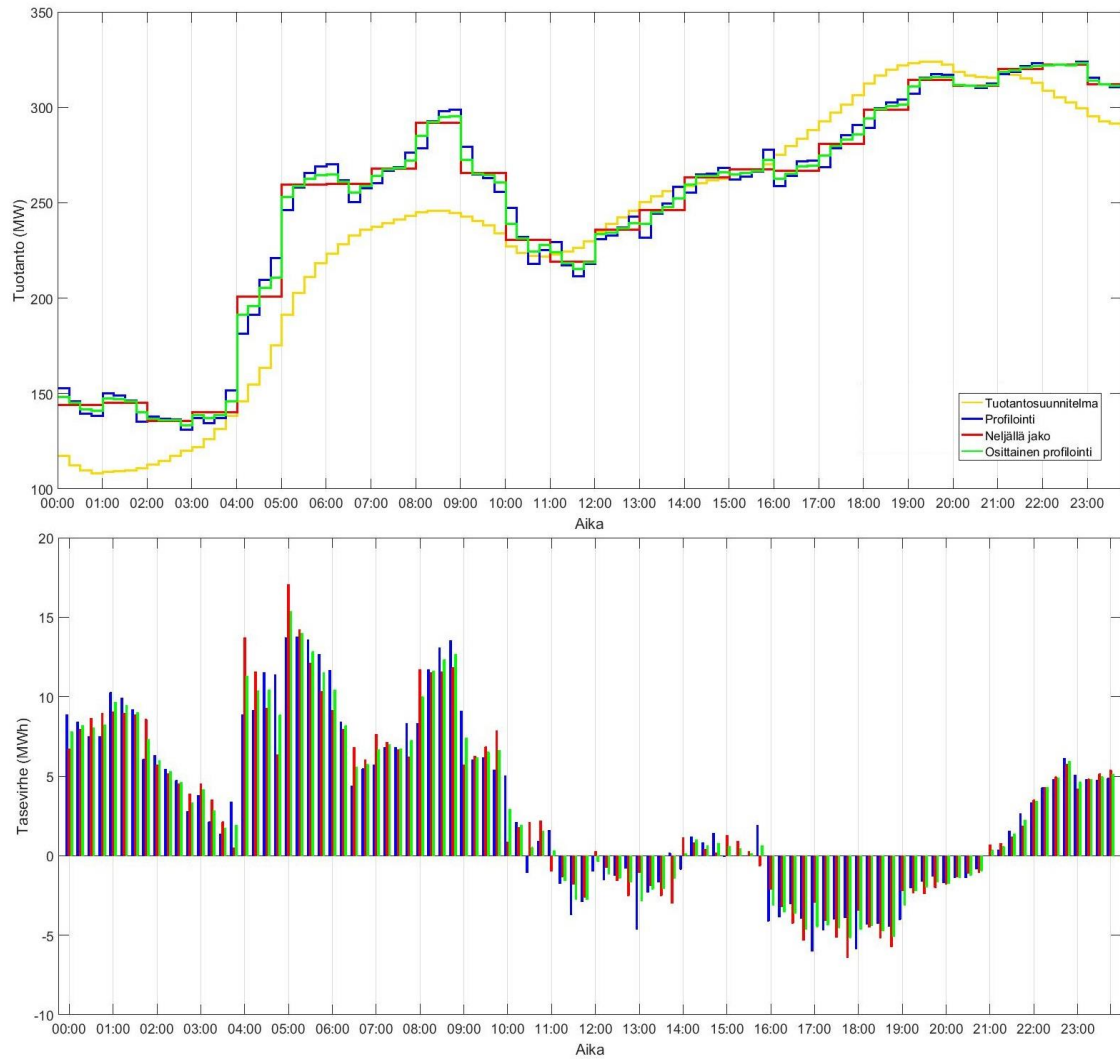
7.3.5 Tuulivoima

Tarkastellaan tuulivoiman tasevirhettä vuonna 2015. Taulukossa 7 on esitetty yhteenveto tuulivoiman tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.5. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 7. Yhteenveto tuulivoiman tasevirheestä vuonna 2015

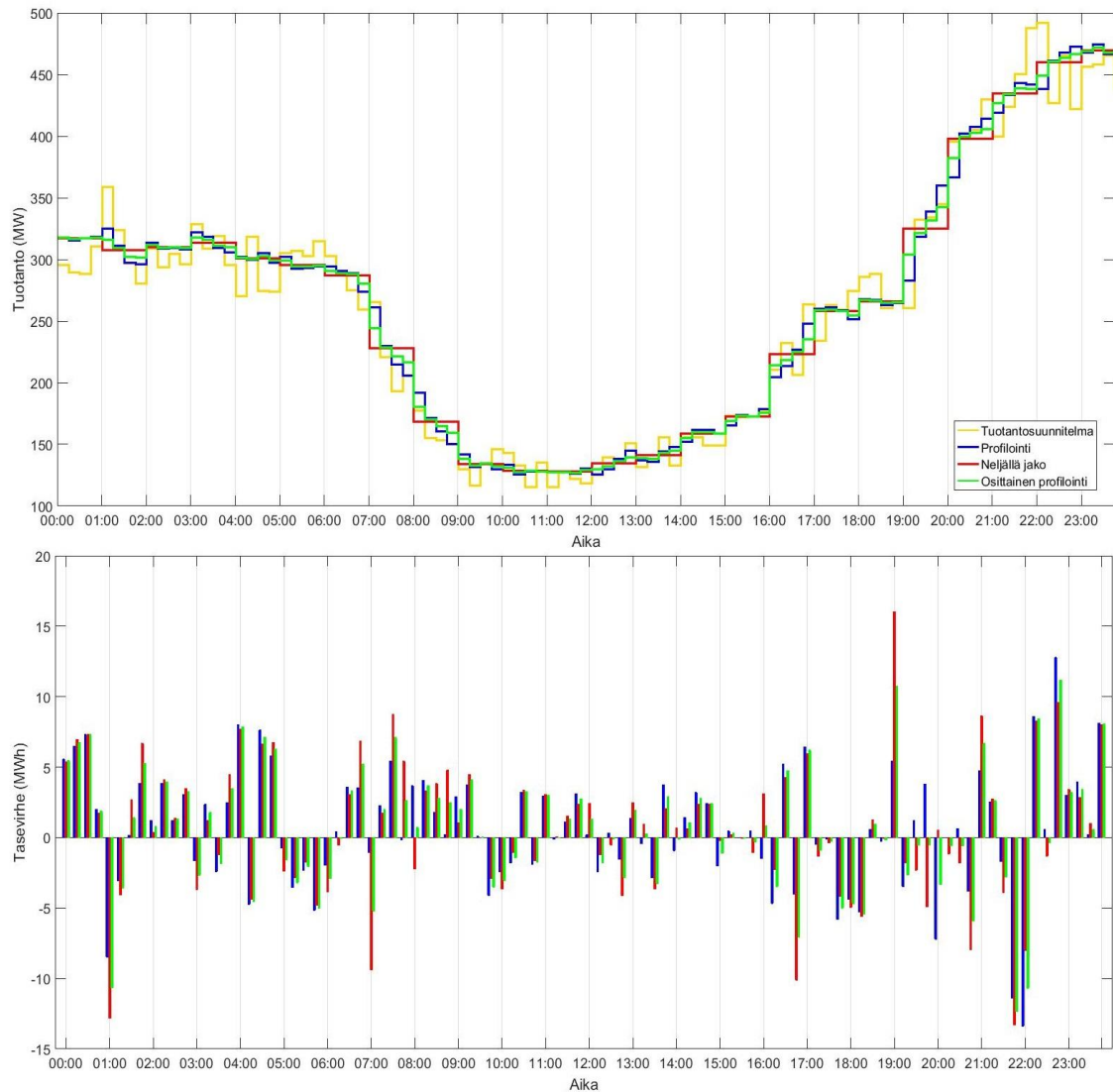
	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	179,1	178,3	178,2
Ostovolyymi (GWh)	145,5	144,6	144,6
Yhteensä (GWh)	325	323	323
Myyntikustannukset (k€)	829	825	825
Ostokustannukset (k€)	944	939	938
Yhteensä (k€)	1 773	1 764	1 764
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	15,63	15,61	15,61

Kuten taulukosta voidaan havaita, tasevirheen kokonaisvolyymi on noin 15,6 % toteutuneesta tuotannosta. Liitteen B kuvasta B.5 voidaan huomata, että tasevirheen jakauma on hyvin samankaltainen kaikissa skenaarioissa. Skenaariossa ”profilointi” tasevirheen kokonaisvolyymi ja kustannukset ovat muita skenaarioita suuremmat. Tässä skenaariossa tasevirheen kokonaisvolyymi on 325 GWh vuodessa, kun muissa se on 323 GWh. Tämä voi johtua profiilin epätarkkuudesta, sillä tuulivoimatuotanto on vaihtelevaa ja epäsäännöllistä. On myös mahdollista, että ennustemalli on optimoitu ennustamaan tuotantoa nimenomaan tuntitasolla ja sen tuottama ennuste pienemmällä resoluutiolla ei ole niin tarkka. Kuvassa 25 on esitetty tuulivoiman tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa.



Kuva 25. Tuulivoimatuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä päivänä.

Kuvasta nähdään, että tuulivoimaennuste on lähempänä todellista tuotantoa kuin tasevas-
taavien toimittamat tuotantosunnitelmat. Kuitenkaan ennuste ei ole täysin tarkka ja kai-
kissa skenaarioissa tasevirheen kokonaisvolyymit ovat suunnilleen yhtä suuret. Toisaalta
skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuvat suurimmat yksittäiset virheet. Virheet sijoittuvat
hetkiin, joina tuotanto kasvaa nopeasti. Kuvassa 26 tarkastellaan päivää, jona tuotanto-
sunnitelma on lähellä toteutunutta tuotantoa. Kuvan tilanteessa tuotantoennusteen on
oletettu vaihtelevan satunnaisesti välillä 0,9–1,1 kertaa todellinen toteutunut tuotanto.



Kuva 26. Tuulivoimatuotanto ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä arkipäivänä käytettäessä arvioitua tuotantosuunnitelmaa.

Kuten kuvasta havaitaan, skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu suurimmat tasevirheet kumpaankin suuntaan. Nämä virheet sijoittuvat ajanhetkille, joilla tuotanto pienenee tai suurenee merkittävästi, aivan kuten kuvan 25 tilanteessakin.

7.3.6 Kokonaiskulutuksen tasevirhe

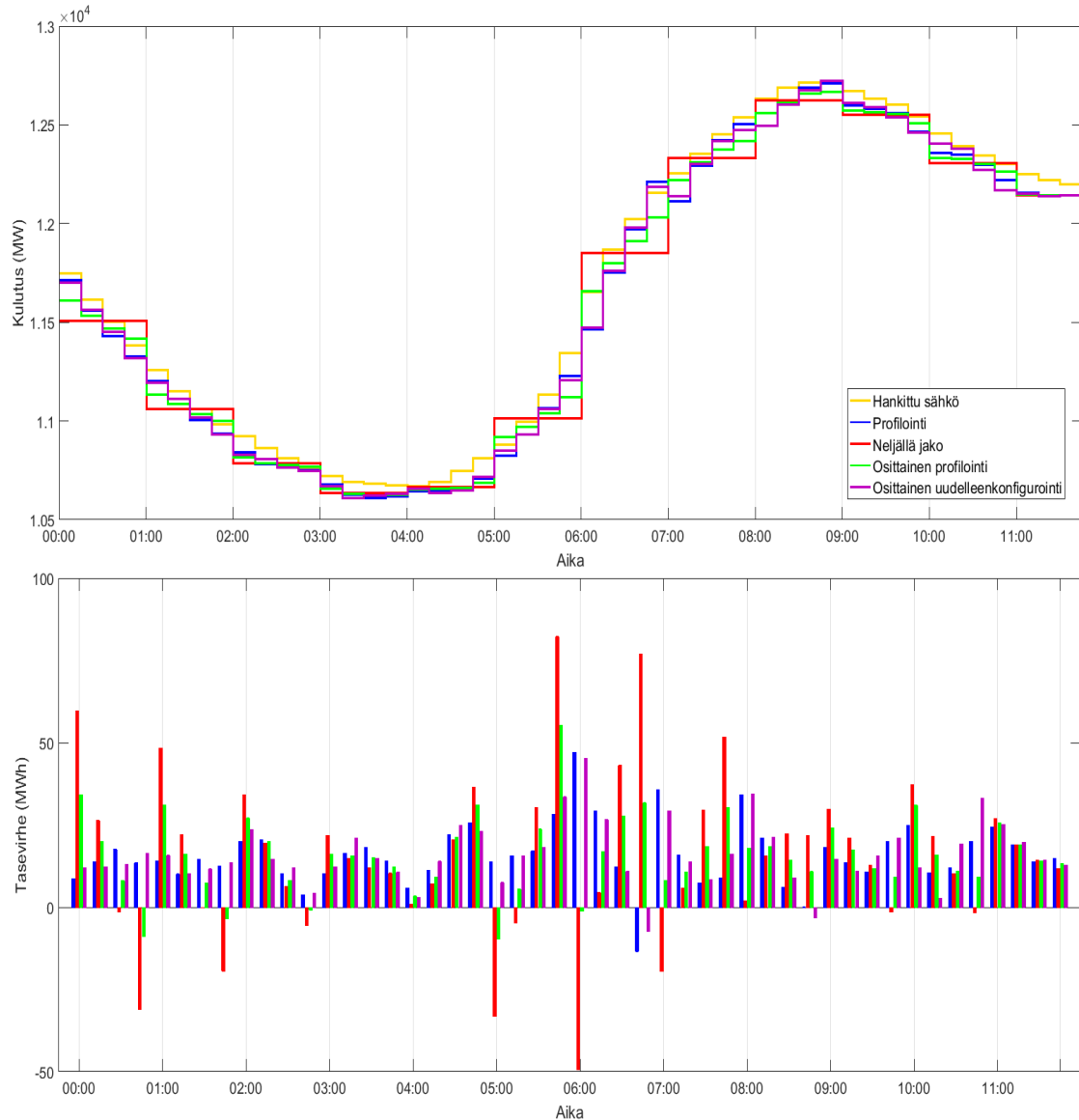
Tarkastellaan tasevirhettä Suomen kokonaiskulutukselle. Tasevirhettä laskettaessa oletetaan, että hankitun sähkön määrä on kulutusennusteen suuruinen. Kulutustaseen kustannuksia arvioitaessa on otettava huomioon mahdollinen taloudellinen hyöty taseen ylijäämästä ylössäätötilanteessa ja alijäämästä alassäätötilanteessa sekä kulutustaseen tasesähkölle sovellettava volyymimaksu. Taulukossa 8 on esitetty yhteenveto kokonaiskulutuksen tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.6. Taulukossa

myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 8. Yhteenveto kokonaiskulutuksen tasevirheestä vuonna 2015.

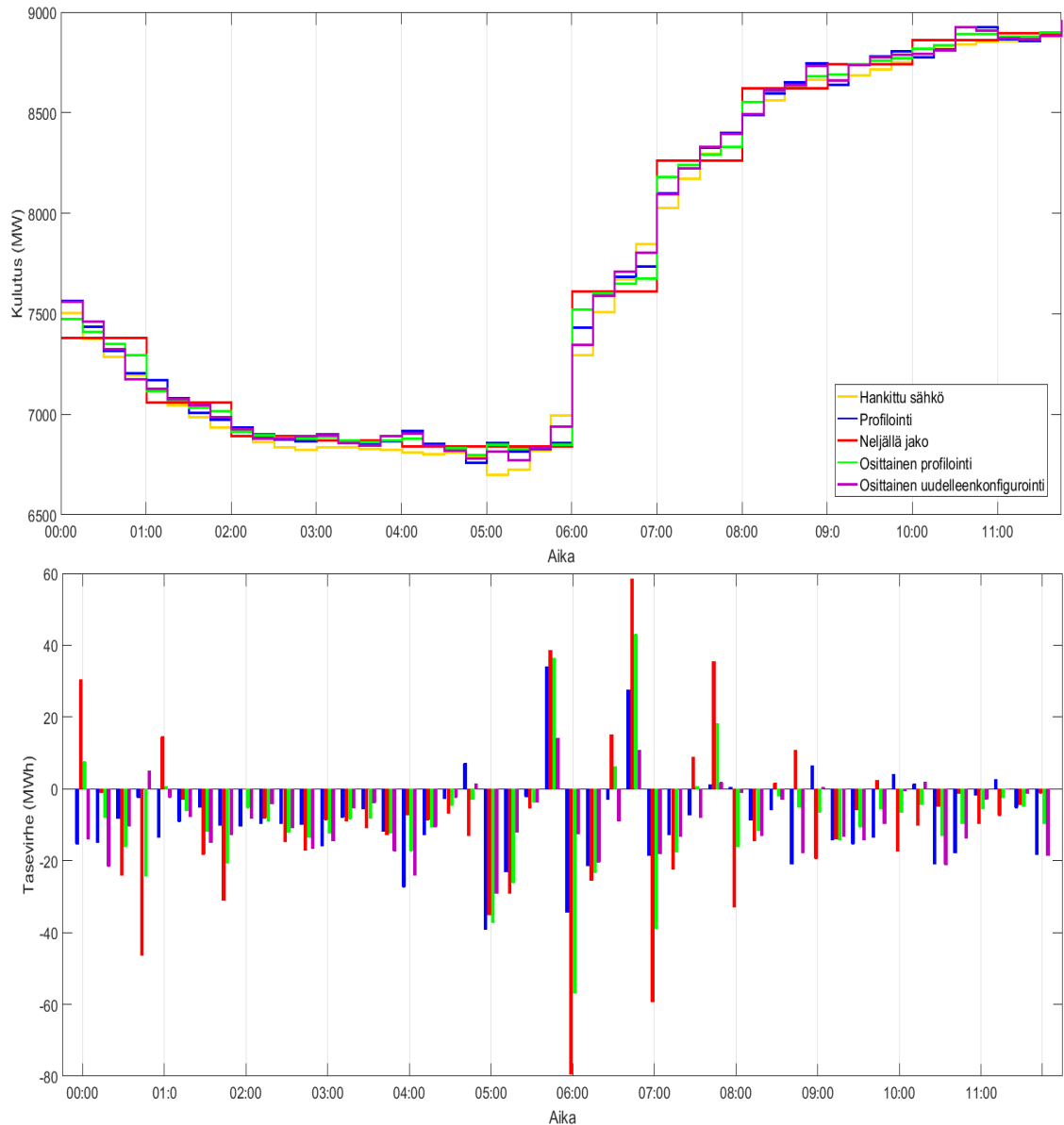
	Profi- lointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi	Osittainen uudel- leenkonfigurointi
Myyntivolyymi (GWh)	783,4	787,3	774,0	782,3
Ostovolyymi (GWh)	1 712,0	1 716,0	1 702,6	1 710,9
Yhteensä	2 495,5	2 503,2	2 476,6	2 493,2
Myyntikustannukset (k€)	6 901	6 935	6 818	6 891
Ostokustannukset (k€)	8 098	8 116	8 053	8 092
Yhteensä (k€)	14 999	15 051	14 871	14 983
Tasevirhe/toteutunut kulutus (%)	3,07	3,08	3,05	3,07

Taulukosta huomataan kokonaiskulutuksen tasevirheen kokonaisvolyymien olevan hieman yli 3 % toteutuneesta kulutuksesta, eli kokonaiskulutuksen tasevirhe on suhteessa hieman kokonaistuotannon tasevirhettä suurempi. Pienimpiin virheisiin taas päästään skenaariossa ”osittainen profilointi”, jossa virheen kokonaisvolyymi on 2 477 GWh. Muissa skenaariossa virheen kokonaisvolyymi on suurempi, skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” kokonaisvolyymi on 2 493 GWh, skenaariossa ”profilointi” se on 2 496 GWh ja skenaariossa ”neljällä jako” se on 2 503 GWh. Liitteen B kuvasta B.6. voidaan myös huomata, että tasevirhe on painottunut lähellä nollaa olevaan alijäämään kaikissa skenaarioissa ja jakaumat ovat melko samankaltaisia. Kuitenkin skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” alijäämä on jakauman perusteella useammin pienempi kuin muissa skenaarioissa. Se, että skenaariossa ”osittainen profilointi” aiheutuu pienin tasevirhe vuositasona, saattaa johtua kulutusennusteen, johon toteutunutta kulutusta verrattiin, epätarkkuudesta. Kulutusennuste perustuu käytönvalvontajärjestelmän mittauksiin, lämpötilahistoriaan ja -ennusteisiin. Lämpötilatiedot on saatavilla tunnin resoluutiolla (Ilmatieteen laitos 2016), joten tarkemman resoluution ennuste ei välttämättä ole täysin tarkka. Huomionarvoista on myös se, että kokonaiskulutukselle tasesähkön ostovolyymi on suurempi, kun taas kokonaistuotannon tapauksessa myyntivolyymi oli suurempi. Toisien sanoen siis kulutustase oli useammin alijäämäinen, kun taas tuotantotase oli useammin ylijäämäinen. Kuvassa 27 on esitetty kokonaiskulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa erään talviarkipäivän aamuna. Koko vuorokauden kuvaajat on esitetty liitteen D kuvassa D.1.



Kuva 27. Kokonaiskulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talviarkipäivänä.

Kuten kuvasta nähdään, suurimmat virheet syntyvät skenaariossa ”neljällä jako”. Tällöin esimerkiksi kello 5.45 virhe kyseisessä skenaariossa on noin 80 MWh, kun muissa se on 50 MWh tai alle. Seuraavalla taseselvitysajaksella kello 6.00 virhe skenaariossa ”neljällä jako” on -50 MWh. Skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu myös muita skenaarioita selvästi suurempia virheitä illalla, jolloin kulutus laskee, kuten liitteen D kuvasta D.1 havaitaan. Skenaarioissa ”osittainen profilointi”, ”profilointi” ja ”osittainen uudelleenkonfigurointi” muutostilanteissa aiheutuvat virheet on pienempiä kuin skenaariossa ”neljällä jako”. Siten kulutuksen kasvaessa tai pienentyessä kokonaan tai osittain profiloitujen lukemien käyttö aiheuttaa pienemmän tasevirheen kuin tuntilukemien käyttö sellaisenaan. Kuvassa 28 on esitetty kokonaiskulutus ja tasevirhe eräänä kesäarkipäivän aamuna. Koko vuorokauden kuvaajat on esitetty liitteen D kuvassa D.2.



Kuva 28. Kokonaiskulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäar-
kipäivänä.

Kuvasta ja liitteestä D huomataan, että vaikka kulutus on suurempaa talviaikaan, sen vuorokausiprofiili on samankaltainen kesällä ja talvella. Kulutus on matalampaa yöaikaan ja se nousee merkittävästi aamulla ja laskee illalla. Myös kuvan 28 tilanteessa skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu selvästi suurimmat virheet. Esimerkiksi 6.00 virhe skenaariossa ”neljällä jako” on -80 MWh, kun skenaariossa ”profilointi” virhe on tällöin -30 MWh. Skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu muitakin selvästi muita suurempia virheitä aamun aikana, esimerkiksi 6.45 ja 7.00 virheet tässä skenaariossa ovat 60 MWh ja -60 MWh. Skenaarioissa ”Profilointi” virheet ovat näinä ajanhetkinä noin 25 MWh ja -20 MWh, ”osittainen profilointi” 40 MWh ja -40 MWh ja ”osittainen uudelleenkonfigurointi” 10 MWh ja -20 MWh.

7.3.7 Teollisuuden kulutus

Tarkastellaan erään metalliteollisuuslaitoksen kulutusta. Hankitun sähkön määrän oletetaan olevan lähellä toteutunutta kulutusta, joten sen oletetaan vaihtelevan satunnaisesti välillä 0,9–1,1 kertaa toteutunut kulutus. Taulukossa 9 on esitetty yhteenveto teollisuuslaitoksen tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.7. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 9. Yhteenveto teollisuuslaitoksen kulutuksen tasevirheestä vuonna 2015.

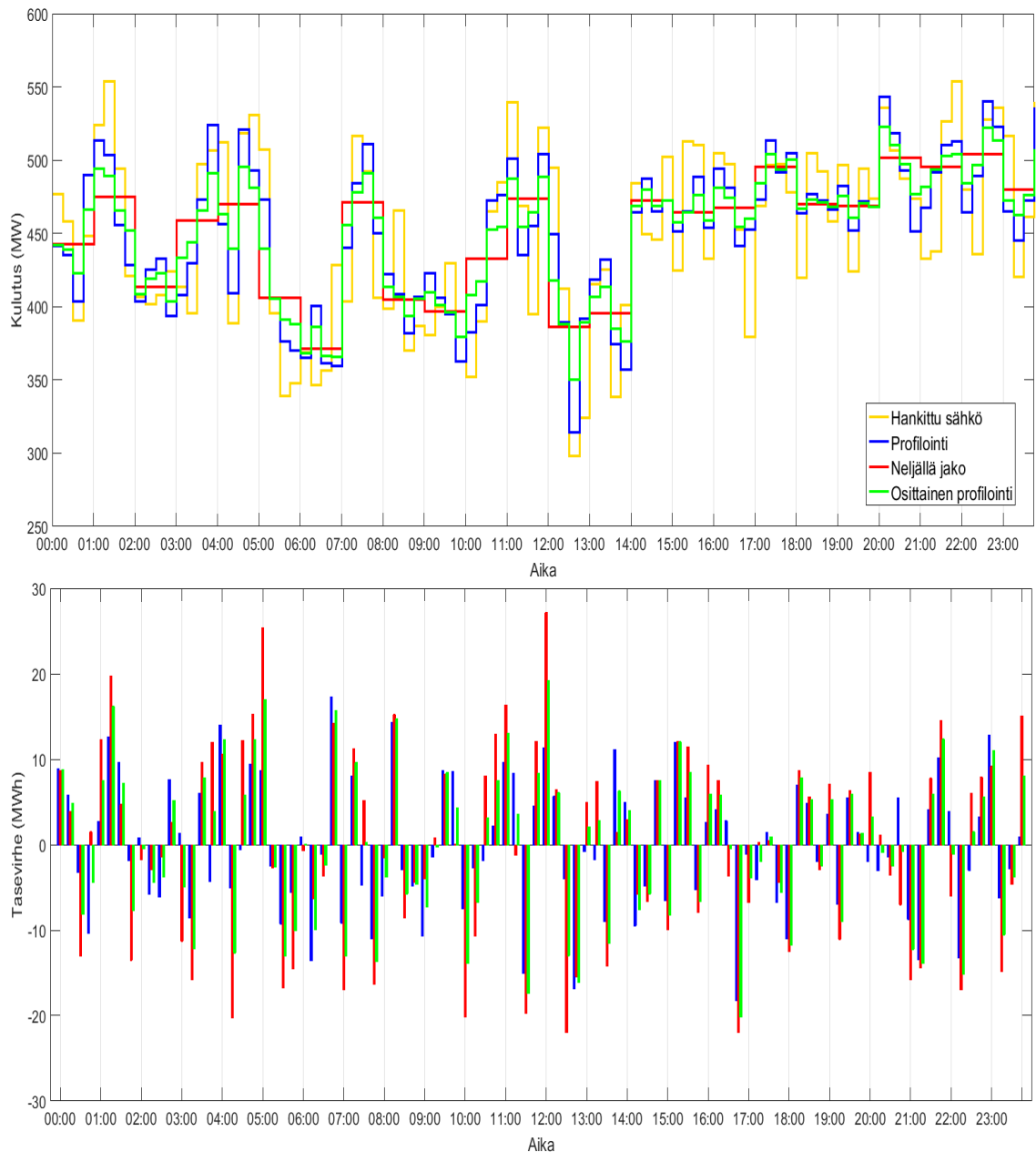
	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	126,9	145,2	131,6
Ostovolyymi (GWh)	129,4	147,7	134,4
Yhtensä (GWh)	256	293	266
Myyntikustannukset (k€)	1 118	1 279	1 159
Ostokustannukset (k€)	612	699	634
Yhteensä (k€)	1 730	1 978	1 793
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	7,42	8,49	7,69

Metalliteollisuuden kulutus vaihtelee voimakkaasti tunnista toiseen ja myös tunnin sisällä. Tässä tarkastelussa skenaariossa ”profilointi” aiheutuu pienin virhe, yhteensä 256 GWh vuositasolla. Skenaariossa ”neljällä jako” taas aiheutuva virhe on selvästi suurempi, yhteensä 293 GWh. Skenaariossa ”Osittainen profilointi” aiheutuva virhe on 266 GWh vuositasolla. Tasevirheen kokonaisvolyymi on 7,4–8,5 % toteutuneesta kulutuksesta, joten eri skenaarioiden välillä on selkeämpi ero tasevirheen kokonaisvolyymissä kuin esimerkiksi kokonaiskulutuksen tapauksessa. Liitteen B kuvasta B.7 voidaan huomata, että skenaariot ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” ovat melko identtiset. Kuitenkin pieni, lähellä nollaa oleva, yli- tai alijäämä on hieman yleisempää skenaariossa ”profilointi”. Skenaariossa ”neljällä jako” lähellä nollaa oleva yli- tai alijäämä on muita skenaarioita harvinaisempaa. Suurimmat tasevirheet ovat luokkaa 30–40 MWh, ja tämän suuruinen yli- ja alijäämä on skenaariossa ”neljällä jako” yleisempää kuin muissa skenaarioissa. Kuvassa 29 on esitetty metalliteollisuuslaitoksen kulutus ja tasevirhe talviarkipäivänä tarkastelluissa skenaarioissa.



Kuva 29. Teollisuuslaitoksen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talviarkipäivänä.

Kuten kuvasta huomataan, metalliteollisuuden kulutus on luonteeltaan hyvin vaihtelevaa, sillä kulutus saattaa vaihdella kymmeniä megawatteja 15 minuutin tai tunnin jaksojen välillä. Tämän vuoksi kulutuksen ennustaminen saattaa olla haastavaa. Kuvan tilanteessa skenaariossa ”osittaisen profilointi” päästään parhaimpaan lopputulokseen, ja suurin virhe aiheutuu kullakin 15 minuutin jaksolla joko skenaariossa ”profilointi” tai ”neljällä jako”. Toisaalta päivän suurimmat yksittäiset tasevirheet aiheutuvat skenaariossa ”neljällä jako”. Kuvassa 30 on esitetty metalliteollisuuslaitoksen kulutus ja tasevirhe kesäarkipäivänä tarkastelluissa skenaarioissa.



Kuva 30. Teollisuuslaitoksen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä.

Kuvan tilanteessa kulutus käyttäytyy vaihtelevasti, samalla tavoin kuin talvipäivänäkin. Kuitenkin tässä tapauksessa oletettu hankitun sähkön määrä on ollut lähempänä todellista kulutusta, mikä näkyy pienempinä virheinä skenaariossa ”profilointi”. Suurimmat yksittäiset virheet taas aiheutuvat skenaariossa ”neljällä jako”.

7.3.8 Kaupunkialueen kulutus

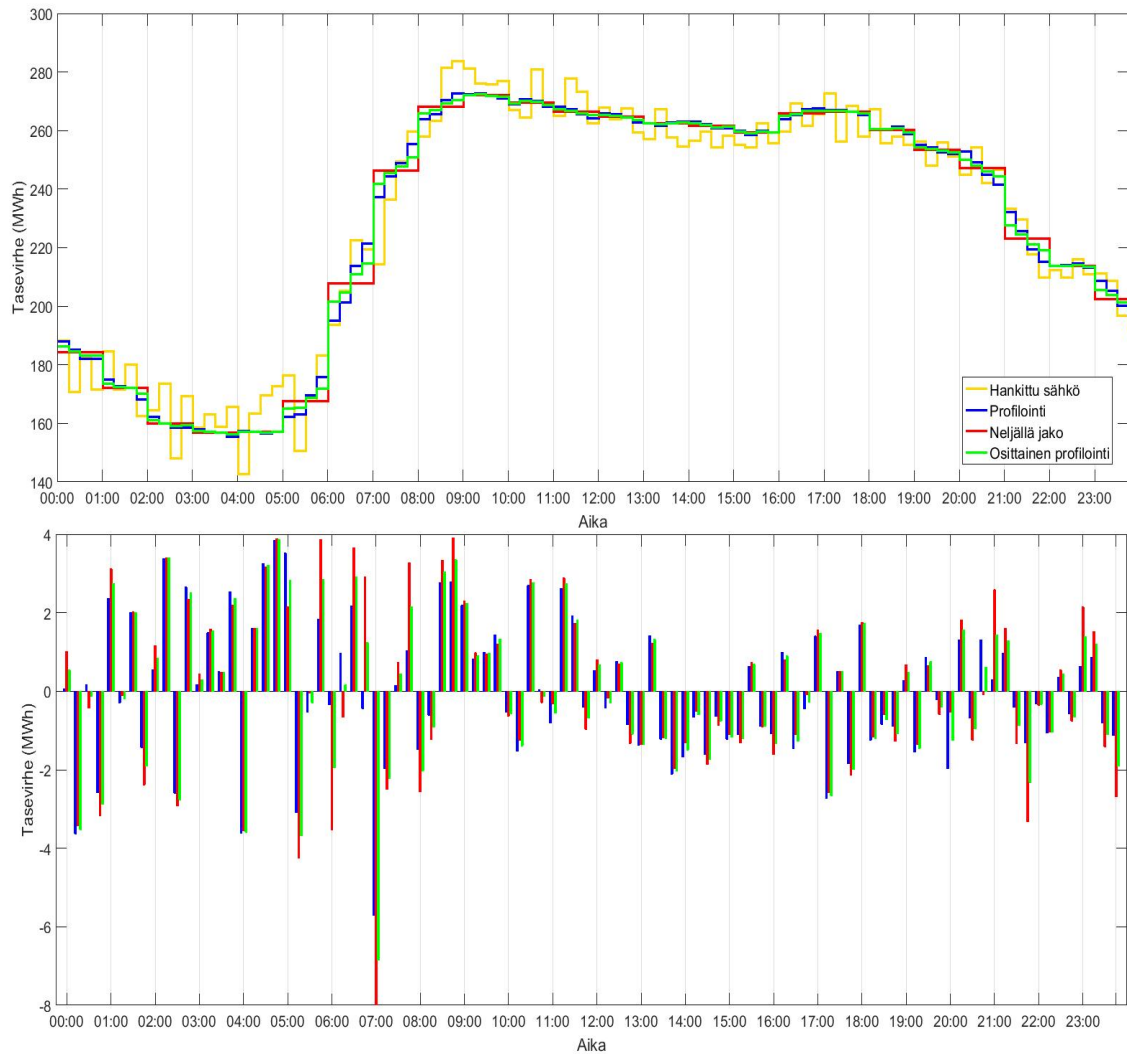
Tarkastellaan erään kaupungin kulutusta. Tämä kulutus koostuu kotitalouksien, teollisuuden ja palveluiden kulutuksesta. Hankitun sähkön määrän oletetaan olevan lähellä

toteutunutta kulutusta, joten sen oletetaan vaihtelevan satunnaisesti välillä 0,9–1,1 kertaa toteutunut kulutus, kuten teollisuuden tasevirhettä tarkastellessakin. Taulukossa 10 on esitetty yhteenveto kulutuksesta ja tasevirheestä tarkastelluissa skenaarioissa vuonna 2015. Tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa on esitetty liitteen B kuvassa B.8. Taulukossa myyntivolyymi tarkoittaa tuotannon ylijäämää eli positiivista tasevirhettä ja ostovolyymi tarkoittaa tuotannon alijäämää eli negatiivista tasevirhettä.

Taulukko 10. Yhteenveto kaupunkikulutuksen tasevirheestä vuonna 2015.

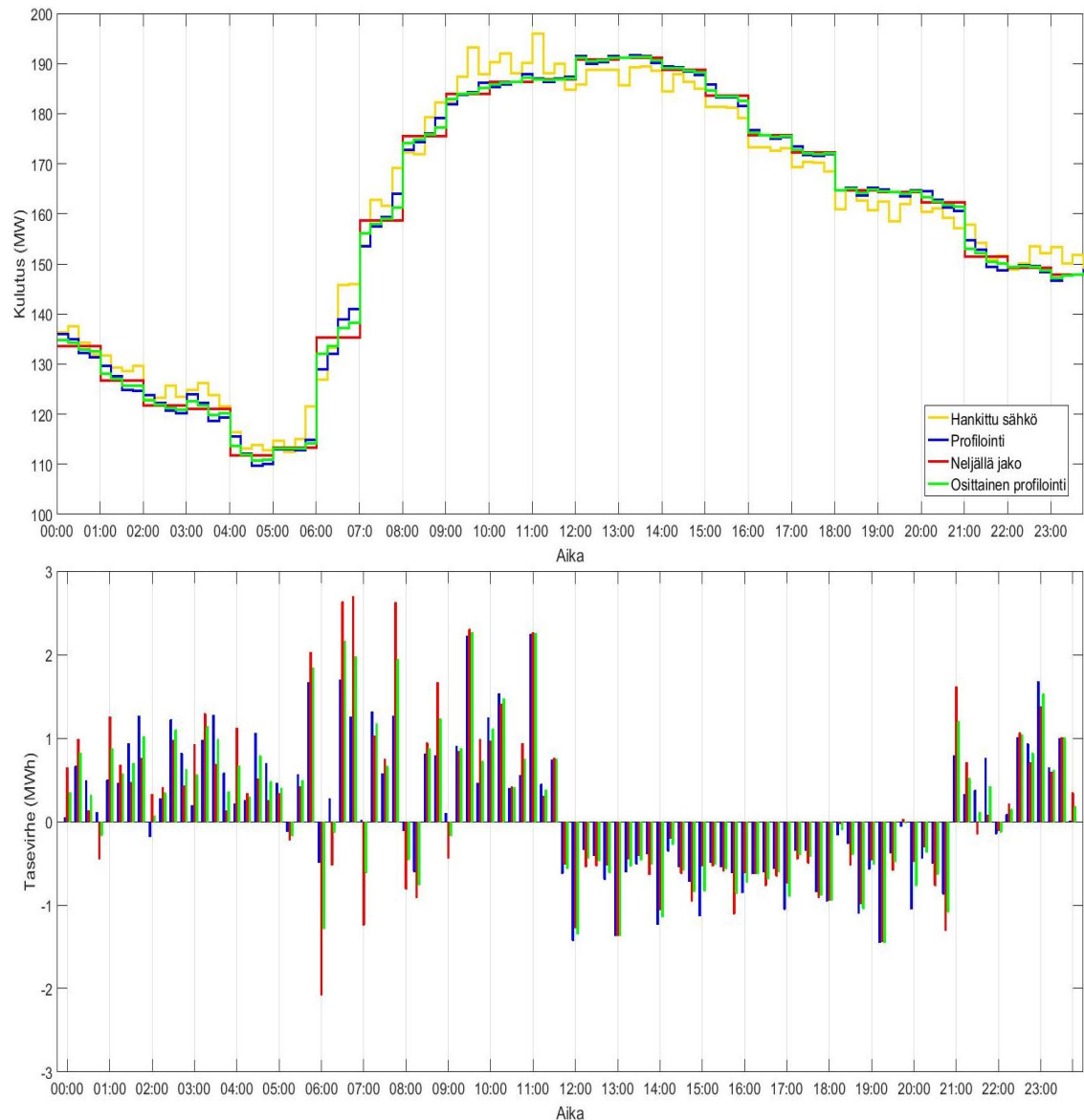
	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi
Myyntivolyymi (GWh)	39,4	40	39,5
Ostovolyymi (GWh)	40,1	40,8	40,3
Yhteensä (GWh)	79,5	80,8	79,8
Myyntikustannukset (k€)	347	353	348
Ostokustannukset (k€)	190	193	190
Yhteensä (k€)	536	545	539
Tasevirhe/toteutunut tuotanto (%)	5,27	5,36	5,29

Taulukosta huomataan, että skenaariossa ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” aiheutuva tasevirhe on kokonaisvolyymiltään pienempi kuin skenaariossa ”neljällä jako”, tosin tämä ero ei kovin suuri. Skenaarioissa ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” virhe on 79,5 GWh ja 79,8 GWh vuodessa, kun skenaariossa ”neljällä jako” virhe on 80,8 GWh vuositasona. Virheen kokonaisvolyymi on hieman yli 5 % suhteutettuna toteutuneeseen kulutukseen ja kokonaiskustannukset taas ovat lähestulkoon yhtä suuret kaikissa skenaarioissa. Myös liitteen B kuvasta B.8 voidaan huomata, että tasevirheet ovat useimmiten melko pieniä kaikissa skenaarioissa. Kuitenkin lähellä nollaa oleva yli- tai alijäämä on skenaariossa ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” yleisempää kuin skenaariossa ”neljällä jako”. Jakaumien perusteella suurimmat tasevirheet ovat suuruudeltaan noin 8 MWh. Tämä suuruinen yli- tai alijäämä on skenaariossa ”neljällä jako” yleisempää kuin muissa skenaarioissa. Kuvassa 31 on esitetty kaupunkialueen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä talvipäivänä.



Kuva 31. Kaupunkialueen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaariossa eräänä talviarkipäivänä.

Kuvasta huomataan, että kaupunkikulutus käyttäytyy samankaltaisesti kuin kokonaiskulutus, yöaikaan kulutus on alhaista ja se nousee voimakkaasti aamulla ja laskee illalla. Kuvan tilanteessa skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu aamulla kello 5–9 suurempi virhe kuin muissa skenaarioissa. Myös illalla virhe on tässä skenaariossa hieman muita suurempi. Kuvassa 32 on esitetty kaupunkialueen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä.



Kuva 32. Kaupunkialueen kulutus ja tasevirhe tarkastelluissa skenaariossa eräänä kesäarkipäivänä.

Kuvasta voidaan huomata, että kulutus on pienempää kesällä, mutta sen vuorokausiprofiili on samankaltainen kuin talvella, kuten kokonaiskulutuksenkin tapauksessa. Kuvan tilanteessa arvioitu hankitun sähkön määrä on ollut melko lähellä todellista ja näin ollen tasevirheet ovat melko pieniä kaikissa skenaariossa. Kuitenkin aamulla kulutuksen noustessa skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu muita suurempi virhe.

7.4 Tuloksien arviointi

Tuloksia tarkasteltaessa huomataan, että tasevirheen volyymit ja tasevirheestä aiheutuvat kustannukset ovat vuositasolla melko lähellä toisiaan eri skenaarioissa. Taulukossa 11 on esitetty yhteenveto kokonaistuotannon ja -kulutuksen tasevirheestä ja kustannuksista tarkastelluissa skenaarioissa.

Taulukko 11. *Yhteenveto kokonaistuotannon ja -kulutuksen tasevirheestä tarkastelluissa skenaarioissa.*

	Profilointi	Neljällä jako	Osittainen profilointi	Osittainen uudelleenkonfigurointi
Tasevirhe yhteensä (GWh)	4 143	4 160	4 122	4 137
Kustannukset (k€)	23 256	23 356	23 118	23 221

Taulukosta havaitaan, että vuositasolla tuotannon ja kulutuksen tasevirhe yhteensä oli pienin skenaariossa ”osittainen profilointi”. Tämä saattaa johtua tuotanto ja kulutustenusteiden epätarkkuudesta. Skenaarioissa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” ja ”profilointi” lukemat vaihtelevat enemmän tunnin sisällä, mikäli kyseisenä päivänä tuotanto on vaihdellut paljon eri vuosina, sillä vuoden jokaiselle päivälle laadittiin oma profiili perustuen vuosien 2013–2015 toteutuneeseen tuotantoon. Tämä aiheuttaa tasevirhettä etenkin skenaariossa ”profilointi”. Kuitenkin suurin tasevirhe ja siten kustannukset aiheutuvat vuositasolla skenaariossa ”neljällä jako”.

7.4.1 Mittareiden uudelleenkonfigurointi

Mittareiden uudelleenkonfigurointia tarkasteltaessa on otettava huomioon uudelleenkonfiguroinnista aiheutuvat kustannukset. Kuten luvussa 4.1 todettiin, energiamittareista 75 %:n mittausresoluution kyetään konfiguroimaan uudelleen 15 minuuttiin. Mittareiden uudelleenkonfigurointi tulisi arvion (Piispanen 2016) mukaan maksamaan noin 5–25 € käyttöpaikkaa kohden. Skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” oletettiin, että 50 % mittareista on konfiguroitu mittaamaan 15 minuutin tarkkuudella, joten edellä esitetyillä mittarikohtaisilla kustannuksilla mittareiden uudelleenkonfigurointi maksaisi 8–41 miljoonaa euroa. Mikäli oletetaan mittarien uudelleenkonfiguroinnin maksavan 10 € mittaria kohden, kokonaiskustannukset olisivat 16,5 miljoonaa euroa, kun puolet mittarikannasta uudelleenkonfiguroidaan. Jos mittarikohtaiset kustannukset olisivat 20 €, kokonaiskustannuksiksi tulisi 33 miljoonaa euroa. Kuten taulukosta 11 huomataan, tasevirheen kokonaisvolyymi ja siten kokonaiskustannukset ovat pienimmät skenaariossa ”osittainen profilointi”, minkä perusteella mittareiden uudelleenkonfigurointi ei vaikuta järkevältä. Pelkkää tuotantoa tarkasteltaessa mittareiden uudelleenkonfiguroinnilla päästään pienempään tasevirheeseen, kuin muissa tarkastelluissa skenaarioissa, mutta kuitenkin tasesähkökustannukset ovat vuositasolla vain 11 000 € pienemmät. Näin ollen mittareiden uudelleenkonfigurointi ei tämän tarkastelun perusteella vaikuta järkevältä koko Suomen tasolla, sillä mittareiden käyttöikä on jäljellä korkeintaan muutamia vuosia lyhemmän taseselvitysjakson tullessa käyttöön oletettavasti 2020-luvulla.

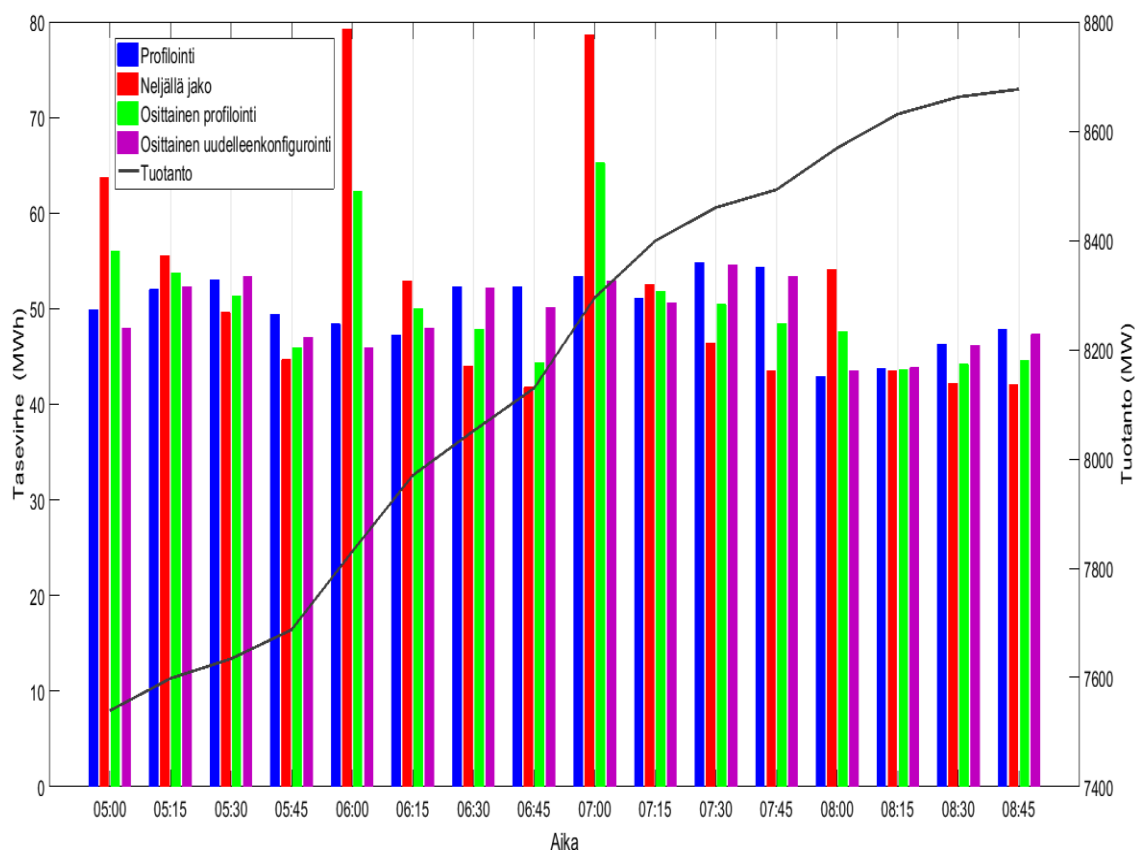
Kuitenkaan tämän työn tuloksien perusteella ei voida arvioida suoraan kustannuksia, jotka mittareiden uudelleenkonfigurointi aiheuttaa yksittäisille toimijoille, sillä laskenta keskiarvoistaa tasevirheet ja kustannukset. Esimerkiksi suuren mittarimäärän tapauksessa

mittarikohtaiset kustannukset ovat luultavasti pienemmät, jolloin uudelleenkonfigurointi voi olla kannattavaa. Myös toimijoille, joiden kulutus tai tuotanto on luonteeltaan vaihtelevaa, esimerkiksi tuulivoimatuottajille ja teollisuuskuluttajille uudelleenkonfigurointi voisi olla kannattavaa. Tosin uudelleenkonfiguroinnin kannattavuus riippuu mittareiden jäljellä olevasta käyttöiästä ja tasevirheen pienenemisestä verrattuna profilointiin tai tuntimittausten käyttöön sellaisenaan.

Toisaalta mittareiden uudelleenkonfigurointi antaisi tarkempaa tietoa tuotannon ja kulutuksen todellisesta tunninsisäisäisestä vaihtelusta, mikä saattaisi mahdollistaa tuotannon ja kulutuksen tarkemman ennustamisen. Tämä taas mahdollistaisi tarkempien tuotantosuunnitelmien laatimisen ja sähkön hankinnan siten, että hankittu sähkö olisi mahdollisimman lähellä todellista kulutusta. Näin ollen tuotannon ja kulutuksen mittaaminen 15 minuutin tarkkuudella pienentäisi tasevirhettä ja kustannuksia tulevaisuudessa.

7.4.2 Tasevirhe muutostilanteissa

Tarkasteltaessa tasevirhettä esimerkiksi päivän tasolla huomataan, että kun tuotanto tai kulutus käyttäytyvät tasaisesti, ovat tasevirheet eri skenaarioissa suunnilleen yhtä suuria tai 15 minuutin lukemat aiheuttavat jopa suuremman tasevirheen. Kun taas tuotanto tai kulutus nousee tai laskee voimakkaasti, pienin virhe syntyy skenaarioissa ”profilointi” ja ”osittainen uudelleenkonfigurointi”, varsinkin kun tuotantosuunnitelma on tarkka eli vastaa hyvin todellista tuotantoa tai hankittu energiamäärä on ollut lähellä todellista kulutusta. Näin ollen siis 15 minuutin tarkkuudella mittaamisen hyödyt näkyvät selvästi muutostilanteissa. Kuvassa 33 on esitetty kokonaistuotannon tasevirheen itseisarvon keskiarvot tarkastelluissa skenaarioissa vuoden 2015 talviaamuilta väliltä kello 5–9, sillä tällä aikavälillä tuotanto ja kulutus tyypillisesti kasvavat. Kuvaan on myös piirretty keskimääräinen kokonaistuotanto kyseisellä aikavälillä.

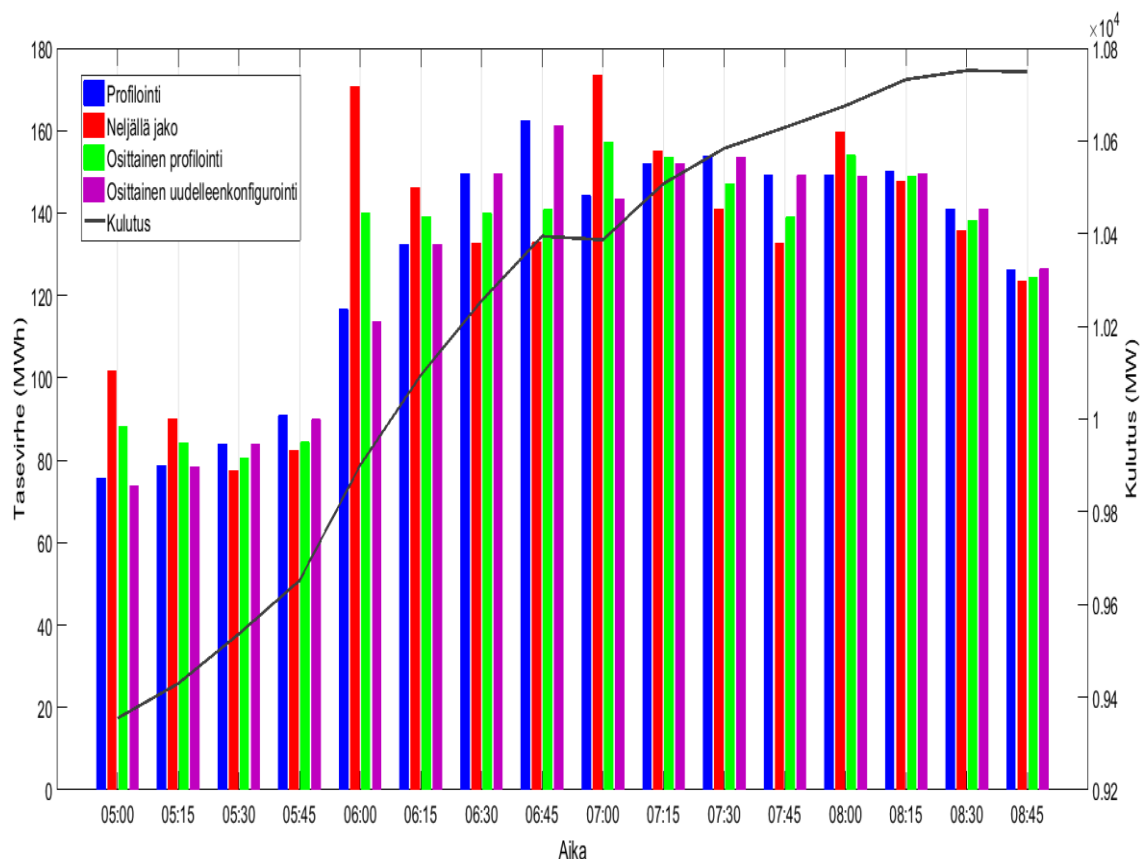


Kuva 33. Kokonaistuotannon tasevirheen itseisarvon keskiarvot talvipäivien aamuilta tarkastelluissa skenaarioissa.

Kuvasta voidaan huomata, että suurimmat yksittäiset virheen itseisarvot syntyvät skenaariossa ”neljällä jako”. Vaikka joinakin hetkinä profiloinnin ja osittaisen uudelleenkonfiguroinnin aiheuttama virhe on keskimäärin suurempi, on tasevirheen kokonaisvolyyymi tällä aikavälillä kuitenkin suurin skenaarioissa neljällä jako. Tuotannon tasevirheen kokonaisvolyymit eri skenaarioissa kuvassa esitetyllä aikavälillä ovat:

- profilointi: 799 MWh
- neljällä jako: 834 MWh
- osittainen profilointi: 807 MWh
- osittainen uudelleenkonfigurointi: 789 MWh.

Kuvassa 34 on esitetty vastaavasti esitetty kokonaiskulutuksen tasevirheen itseisarvon keskiarvot tarkastelluissa skenaarioissa vuoden 2015 talviaamuilta väliltä kello 5–9 sekä keskimääräinen kulutus tällä aikavälillä.



Kuva 34. Kokonaiskulutuksen tasevirheen itseisarvon keskiarvot talvipäivien aamuilta tarkastelluissa skenaarioissa.

Kuvasta havaitaan, että kuten tuotannonkin tapauksessa, suurimmat hetkittäiset virheet syntyvät skenaariossa ”neljällä jako”, vaikka suurimmat virheet eivät erotukaan kuvasta niin selkeästi kuin tuotannon tapauksessa. Myös tasevirheen kokonaisvolyyymi on tässä skenaariossa suurin. Kulutuksen tasevirheen kokonaisvolyymit eri skenaarioissa kuvassa esitetyllä aikavälillä ovat:

- profilointi: 2055 MWh
- neljällä jako: 2102 MWh
- osittainen profilointi: 2059 MWh
- osittainen uudelleenkonfigurointi: 2047 MWh.

Tässä tarkastelussa siis kulutuksen tasevirheet ovat keskimäärin suurempia kuin tuotannon. Kuvista 33 ja 34 voidaan päätellä, että profiloitujen tai mitattujen lukemien käyttö on kannattavaa varsinkin muutostilanteissa. Tulevaisuudessa uusiutuvan tuotannon lisääntyessä muutostilanteet yleistyvät ja muutosten nopeus saattaa kasvaa säästä riippuvan tuotannon ja joustoon kykenevien tuotannon ja kulutuksen vaihdellessa. On myös todennäköistä, että muutostilanteissa säätösähkön ja siten tasesähkön hinnan volatilitetti on suurinta, jolloin tasevirhe tällaisissa tilanteissa aiheuttaa suurimman kustannusriskin.

7.4.3 Skenaarioiden vertailu

Tarkasteltaessa kokonaistuotantoa vuositasolla huomataan, että skenaario ”osittainen uudelleenkonfigurointi” aiheuttaa pienimmän virheen vuositasolla, jonka jälkeen toiseksi ja kolmanneksi pienin virhe vuositasolla aiheutuu skenaarioissa ”osittainen profilointi” ja ”profilointi”. Suurin virhe aiheutuu skenaariossa ”neljällä jako”. Vaikka kokonaistuotannon tasevirheet ovat jakautuneet samankaltaisesti kaikissa skenaarioissa, tasevirhe on skenaariossa ”neljällä jako” muita suurempi varsinkin muutostilanteissa, esimerkiksi aamuisin, kuten kuvasta 33 havaitaan.

Tämän tarkastelun perusteella vesivoimalle suurin tasevirhe aiheutuu skenaariossa ”profilointi”. Kuitenkin muutostilanteessa skenaariossa ”profilointi” aiheutuu pienempi virhe kuin muissa skenaarioissa. Lisäksi vesivoiman tasevirheen jakaumista huomataan, että kyseisessä skenaariossa lähellä nollaa olevien tasevirheiden osuus on suurempi kuin muissa skenaarioissa. Tässä tarkastelussa ei huomioitu säätösähkömarkkinoilla tehtyjä kauppvoja, eikä tehokauppvoja. Vesivoiman tapauksessa säätösähkömarkkinoilla tehtyjen kauppvojen osuus olisi huomattava, sillä määrällisesti suurin osa säätötarjouksista on vesivoimaa. Tämän vuoksi tasevirhe näyttää suuremmalta kuin se olisi esimerkiksi tasevas-taavatasolla tarkasteltuna, sillä toteutuneet säädöt vaikuttavat toteutuneeseen tuotantoon, mutteivät tuotantosuunnitelmaan.

Ydinvoimaa tarkasteltaessa huomataan, että pienin tasevirhevirhe aiheutuu skenaariossa ”neljällä jako”, mikä johtuu luultavasti ydinvoimatuotannon tasaisuudesta. Kuitenkin tasevirheen kokonaisvolyyymi oli hyvin pieni verrattuna toteutuneeseen tuotantoon kaikissa tarkastelluissa skenaariossa, ja tasevirheen jakaumat eri skenaarioissa olivat samankaltaiset. Kuitenkin on huomioitava, että ydinvoiman tasevirhe voi olla hetkellisesti erittäin suuri ydinvoimalaitoksen vikaantuessa. Etenkin Olkiluoto 3:n käynnistyessä tämä suuren tasevirheen mahdollisuus tulee vaikuttamaan koko maan tasehallintaan.

Lauhdevoiman tapauksessa eri skenaarioiden välillä ei ollut merkittävää eroa, tosin tasevirheen kokonaisvolyyymi oli pienin skenaariossa ”osittainen profilointi”. Tässä työssä käytetty profilointi saattoi olla ajoittain epätarkka etenkin lauhdevoimalle, sillä lauhde-tuotanto ajaa nykyään epäsäännöllisesti johtuen sen korkeista muuttuvista tuotantokustannuksista ja alhaisesta sähkön hinnasta, joten tuotannossa voi olla eroja eri vuosien ja päivien välillä.

Tuulivoimalle suurin virhe aiheutuu skenaariossa ”profilointi”, tosin erot ovat varsin pieniä eri skenaarioiden välillä ja tasevirheen jakaumat eri skenaarioissa olivat hyvin samankaltaiset keskenään. Tuulivoiman tapauksessa tuotannon ennustamisella on suuri merkitys tasevirheeseen, sillä tasevirheen kokonaisvolyyymi pieneni huomattavasti tilanteissa, joissa ennuste oli hyvin lähellä toteutunutta tuotantoa. Mikäli tuulivoimaennuste on ollut tarkka eli lähellä todellista tuotantoa, profiloitujen 15 minuutin lukemien käyttö aiheuttaa pienimmän tasevirheen.

Kokonaiskulutuksen tapauksessa pienin tasevirhe aiheutuu skenaariossa ”osittainen profilointi”. Kuitenkin tasevirheiden kokonaisvolyymit ovat lähellä toisiaan ja niiden jakaumat ovat samankaltaiset kaikissa skenaariossa. Kuitenkin muutostilanteissa skenaarioissa ”profilointi” ja ”osittainen uudelleenkonfigurointi” aiheutuu muita skenaarioita pienempi virhe, mikä voidaan huomata kuvasta 34.

Metalliteollisuuden kulutuksen tarkastelusta huomattiin, että skenaariossa ”profilointi” aiheutuu pienin tasevirhe vuositasolla ja skenaariossa ”osittainen profilointi” aiheutuva virhe on hieman tätä suurempi. Skenaariossa ”neljällä jako” aiheutuu selvästi muita skenaarioita suurempi yli- ja alijäämä taseeseen, sillä metalliteollisuuden kulutus vaihtelee voimakkaasti tunnista toiseen ja myös tunnin sisällä. Myös tasevirheen jakaumia tarkastellessa huomataan, että lähellä nollaa olevat tasevirheet ovat selvästi harvinaisempia skenaariossa ”neljällä jako” kuin muissa skenaarioissa. Näin ollen luonteeltaan vaihtelevaa teollisuuskulutusta olisi kannattavaa mitata 15 minuutin resoluutiolla, jotta voimakkaasti vaihtelevaa kulusta olisi helpompi ennustaa.

Työssä tarkastellulle kaupunkikulutukselle tasevirheet eri skenaarioissa ovat melko lähellä toisiaan, skenaariot ”profilointi” ja ”osittainen profilointi” aiheuttivat hieman pienemmän virheen vuositasolla kuin skenaario ”neljällä jako”. Myös tasevirheen jakaumia tarkastelemalla huomataan, että lähellä nolla olevat tasevirheet ovat yleisempiä skenaarioissa ”profilointi” ja ”osittainen profilointi”. Kaupunkikulutukselle tasevirheet olivat suurimmallaan luokkaa 8 MWh sekä yli- että alijäämällä, ja tämän suuruiset virheet olivat hieman yleisempiä skenaariossa ”neljällä jako”. Muutostilanteissa profiloitujen 15 minuutin lukemien käytön huomataan aiheuttavan pienimmän virheen, aivan kuten kokonaiskulutuksellekin.

7.5 Tuloksien luotettavuus

Tuloksia tarkasteltaessa on huomioitava tutkimuksen lähtötiedot ja tehdyt oletukset. Ensinnäkin tasevirhettä on laskettu koko Suomen tasolla, mikä aiheuttaa yksittäisten tasevastaavien erisuuntaisten tasevirheiden netottumisen. Siten tulokset eivät kerro yksittäisellä toimijalla aiheutuvaa tasevirhettä tai kustannuksia. Tehdyt tuotantolajikohtaiset tarkastelut erosivat toisistaan huomattavasti, joten vaikuttaisi siltä, että samantyyppiset tuottajat käyttäytyvät samankaltaisesti. Näin ollen nettotumisen aiheuttama virhe ei välttämättä ole kovin suuri.

Tarkastelussa ei myöskään otettu huomioon säätösähkömarkkinoilla tehtyjä kauppvoja, eikä muita kauppvoja, jotka huomioitaisiin taseselvityksessä. Säätösähkömarkkinoiden kaupat tehdään nykyään tuntitasolla, eikä niitä voi täten kohdistaa tietyille 15 minuutin jaksolle. Näin ollen tasevirhe on tässä tarkastelussa hieman todellista suurempi, etenkin vesivoimalle, jota suurin osa säädoistä on. Säätösähkömarkkinoilla tehtyjen kauppvojen huomiotta jättäminen vaikuttaa kuitenkin myös muuhun tuotantoon ja kulutukseen.

Etenkin tuotannon tapauksessa tasevirhe oli selkeästi painottunut ylijäämään eli toteutunut tuotanto oli usein suunniteltua suurempi. Työssä käytetty tuotantoennuste perustuu tasevastaavien toimittamiin taseselvityksessä käytettäviin tuotantosuunnitelmiin, joten vaikuttaisi siltä, että tuotantosuunnitelmat ovat liian pieniä, jolloin tase on hieman ylijäämäinen. Näin luultavasti pyritään välttämään tasesähkön ostosta aiheutuvia kustannuksia. Tämä suunnitelmien epätarkkuus aiheuttaa tasevirheen kaikissa skenaariossa, minkä vuoksi skenaarioiden väliset erot eivät ole selkeästi nähtävissä.

Työssä käytetty profilointi, jossa kullekin 15 minuutin jaksolle laskettiin arvioitu teho kyseisen tunnin keskitehosta. 15 minuutin jakson teho arvioitiin kertomalla tunnin keskiteho kertoimella, joka laskettiin vuosien 2013–2015 toteutuneiden 15 minuutin keskitehojen ja tuntitehojen suhteena. Jos siis tuotanto tai kulutus vaihteli huomattavasti eri vuosina tiettyinä päivinä, profilissa saattoi olla paljon tunnin sisäistä vaihtelua. Kyseinen profilointi toimi paremmin tuotannolle ja kulutukselle, jotka käyttäytyvät samankaltaisesti eri päivinä ja vuosina.

Tuloksia tarkastellessa tulee myös huomioida, että laskelmat on tehty nykyisestä järjestelmästä saadun datan perusteella. Mikäli taseselvitysjakso päätetään lyhentää 15 minuuttiin, lyhempi taseselvitysjakso tulee käyttöön arviolta 2020-luvulla. Tällöin tuotantorakenne saattaa olla jo muuttunut huomattavasti, esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoiman lisääntymisen ja Ruotsin ydinvoiman alasajon seurauksena. Myös kulutuksen käyttäytymisen voidaan olettaa muuttuvan, sillä kulutusjousto saattaa lisääntyä, mikäli joustavaa tuotantoa poistuu markkinoilta. Näin ollen muutostilanteet, joissa lyhemmän taseselvitysjakson hyödyt näkyvät, saattavat olla nykyistä yleisempiä.

Työssä tehty oletus siitä, että tasesähkönä ostetun tai myydyn energian kustannuksia aiheuttava osuus pysyisi keskimäärin samana siirryttäessä 15 minuutin taseselvitysjaksoon pitää luultavasti kohtalaisen hyvin paikkansa. Lyhempi taseselvitysjakso tuskin vaikuttaa kulutuksen tyypilliseen vuorokausiprofiiliin, joten taseselvitysjaksojen, joina säädetään ylös tai alas, suhteen jaksoihin, joina ei säädetä, voi olettaa pysyvän samana. Työssä on myös oletettu tasesähkön hinnan ja Suomen aluehinnan välisen eron pysyvän ennallaan. Mikäli lyhempi taseselvitysjakso vähentää tarvittavan säätöenergian määrää ja siirtää volyymiä säätösähkömarkkinoilta päivänsisäisille markkinoille, säätösähkön hinta ja siten myös tasesähkön hinta saattaa laskea. Lyhemmän taseselvitysjakson vaikutuksia markkinoihin ja siten säätösähkön hintaan on vaikea arvioida tämän työn tuloksien perusteella.

8. JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä tarkasteltiin taseselvitys- ja mittausjaksojen erosta aiheutuvaa tasevirhettä koko Suomen tasolla. Taseselvitys- ja mittausjakso ovat tällä hetkellä yhtä pitkät. Kuitenkin tasehallinnan suuntaviiva saattaa asettaa vaatimuksen taseselvitysjakson harmonisoinnista Euroopassa, jolloin taseselvitysjakson pituus saattaa lyhentyä nykyisestä. Tässä työssä on oletettu, että taseselvitysjakson pituudeksi tulisi 15 minuuttia. Riippuen lyhemmän taseselvitysjakson käyttöönoton aikataulusta, osa mittauksista saattaa jäädä siirtymäajaksi nykyiseen tunnin resoluutioon, sillä mittareiden vaihtaminen ennen niiden käyttöönottoa ei ole välttämättä taloudellisesti järkevää.

Tarkasteltaessa Suomen kokonaistuotantoa huomattiin, että pienimpään tasevirheen kokonaisvolyymiin päästiin skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi”, jossa 50 % mittarikannasta on konfiguroitu mittamaan 15 minuutin resoluutiolla ja loput mittarit pysyvät nykyisessä tunnin mittausresoluutiolla, ja tuntilukemat profiloidaan 15 minuutin lukemiksi. Kyseissä skenaariossa aiheutunut tasevirheen kokonaisvolyymi oli pienempi vuodessa kuin skenaariossa ”osittainen profilointi”, jossa tasevirheen kokonaisvolyymi oli toiseksi pienin. Kokonaistuotannolle tehdystä tarkastelusta saattoi myös huomata, että tasevastaavien toimittamat tuotantosuunnitelmat olivat usein pienempiä kuin toteutunut tuotanto, mikä aiheuttaa ylijäämää tuotantotaseeseen. Näin ollen verrattaessa tuotantosuunnitelmaa toteutuneeseen tuotantoon on tämä ylijäämä havaittavissa kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa, jonka vuoksi erot skenaarioiden välillä eivät ole kovinkaan suuria.

Kokonaiskulutuksen tarkastelusta havaittiin, että pienimpään tasevirheen kokonaisvolyymiin päästiin skenaariossa ”osittainen profilointi”, jossa puolet tuntilukemista oli profiloitu ja puolia ei. Kyseisessä skenaariossa tasevirheen kokonaisvolyymi oli pienempi kuin skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi”, jossa tasevirheen kokonaisvolyymi oli toiseksi pienin. Se, että kulutusta tarkasteltaessa pienin tasevirhe aiheutuu skenaariossa ”osittainen uudelleenkonfigurointi”, saattaa johtua kulutusennusteen epätarkkuudesta. Kulutusennuste perustuu käytönvalvontajärjestelmän mittauksiin ja lämpötilaennusteseen, joka on saatavilla tunnin resoluutiolla. Näin ollen tarkemman resoluution kulutusennuste voi olla epätarkempi kuin tunitason ennuste.

Kuitenkin, kun tarkasteltiin kokonaistuotantoa ja -kulutusta muutostilanteessa huomattiin, että muutostilanteissa pienimpään virheeseen päästiin skenaarioissa ”osittainen uudelleenkonfigurointi” ja ”profilointi” eli 15 minuutin lukemien käytön hyödyt näkyvät muutostilanteessa. Kun tarkasteltiin tuotannon ja kulutuksen muutoksen keskiarvoa ja tasevirheen itseisarvon keskiarvoa vuoden 2015 talvipäivinä kello 5–9, huomattiin, että tuotannon ja kulutuksen tasevirheen kokonaisvolyymi oli tarkastellulla aikavälillä pienen edellä mainituissa skenaarioissa. Vastaavasti tällä aikavälillä skenaariossa ”neljällä jako”

tasevirheen kokonaisvolyymi oli suurin. Lisäksi tässä skenaariossa oli havaittavissa suurimmat hetkittäiset tasevirheet. Nämä yksittäiset suuret virheet näkyivät sekä tuotannon että kulutuksen tapauksessa kello 6.00 ja 7.00. Lisäksi kuten aiemmin esitettiin, säätötarve on usein suuri, kun tuotannon ja kulutuksen muutos on suuri. Suuri säätötarve tarkoittaa, että järjestelmän tasapainottamiseksi on aktivoitava enemmän säätötarjouksia. Riippuen tarjoustilanteesta säätösähkömarkkinoilla, säätösähkön hinnat ovat luultavasti korkeat tällaisissa tilanteissa. Tällöin suuri tasevirhe muutostilanteissa aiheuttaa riskin korkeista tasesähkökustannuksista.

Tämän työn tulosten perusteella mittareiden uudelleenkonfiguroinnista saatavat hyödyt, kun tarkastellaan tasesähkökustannuksia koko Suomen tasolla, ovat pienemmät kuin uudelleenkonfiguroinnin kustannukset. Tämän tarkastelun perusteella siis mittareiden uudelleenkonfigurointi ei vaikuta taloudellisesti kannattavalta, mikäli mittarin käyttöikä on jäljellä muutamia vuosia lyhemmän taseselvitysjakson tullessa käyttöön. Kuitenkin yksittäisille toimijoille mittareiden uudelleenkonfigurointi, lähitulevaisuudessakin vaihdettaville mittareille, voisi olla kannattavaa, sillä tarkempi tieto kulutuksen ja tuotannon vaihtelusta mahdollistaisi tarkemmat tuotantosuunnitelmat ja sähkön hankinnan, joka pienentäisi tasevirhettä. Etenkin toimijoiden, joilla on taseessaan voimakkaasti vaihtelevaa tuotantoa tai kulutusta, voi olla kannattavaa konfiguroida mittarinsa uudelleen heti lyhemmän taseselvitysjakson tullessa käyttöön. Esimerkiksi voimakkaasti ja epäsäännöllisesti vaihteleva tuulivoimatuotanto ja teollisuuskulutus voi olla vaikeaa arvioida ja enustaa 15 minuutin resoluutiolla tuntimittausten perusteella.

Lisäksi voidaan olettaa, että tulevaisuudessa uusiutuvan energian osuuden kasvaessa muutostilanteet yleistyvät, kun järjestelmässä on nykyistä suurempi määrä säästä riippuvaa tuotantoa. Tämän vuoksi myös joustoon kykenevät tuotanto- ja kulutusresurssit vaihtelevat luultavasti nykyistä enemmän. Lisäksi tuotannon ja kulutuksen muutosnopeudet saattavat kasvaa tulevaisuuden järjestelmässä. Tästä syystä mittareita uusittaessa on perusteltua siirtyä taseselvitysjakson pituiseen mittaussjaksoon eli mittaukseen 15 minuutin resoluutiolla.

Koska tässä työssä tuotantoa ja kulutusta tarkasteltiin koko Suomen tasolla, tasevastaavien erisuuntaiset tasevirheet netottuvat ja siten tasevirhe ja kustannukset eivät kuvaa yksittäiselle tasevastaavalle aiheutuvia kustannuksia. Tämän vuoksi tässä työssä tehty tarkastelu eri skenaarioissa olisi järkevää tehdä pienemmässä mittakaavassa, esimerkiksi tasevastaaville, tuottajille ja sähkönmyyjille erikseen. Tällöin nähtäisiin esimerkiksi erilaisen tuotantoportfolioiden vaikutus tasevirheeseen. Myös Suomen tuotannon ja kulutuksen vertailu johonkin maahan, jossa 15 minuutin taseselvitysjakso on jo käytössä, antaisi tietoa esimerkiksi siitä, miten lyhempi taseselvitysjakso vaikuttaa siihen, miten voimalliset ajavat.

LÄHTEET

ACER (2015). Annex II to Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2015 of 20 July 2015 on the Network Code on Electricity Balancing, Proposed amendments to the Network Code, 67 s.

Baranauskas, A., Gelažankas, L., Ažubalis, M. & Gamage, K. (2014). Control strategy for balancing wind power using hydro power and flow batteries, Energy Conference (ENERGYCON), 2014 IEEE International, ss. 352-357.

Energiateollisuus ry (2015). Neljänneksen taseselvitysjaksoon siirtyminen – vaikutukset sähkön vähittäismarkkinoiden ja mittauksen näkökulmasta, kantapaperi, 4 s.

Energiateollisuus ry, Energiavuosi 2015, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 4.5.2016a): <http://energia.fi/kalvosarjat/energiavuosi-2015-sahko>

Energiateollisuus ry (2016b). Tuntimittauksen periaatteita, 46 s.

Energiavirasto, EPEX-SPOT ryhtyy tarjoamaan sähköpörssipalveluita Suomessa, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 10.2.2016a): <https://www.energiavirasto.fi/-/epex-spot-ryhtyy-tarjoamaan-sahkoporssipalveluita-suomessa>

Energiavirasto (2016b). National Report 2016 to the Agency for the Cooperation of energy Regulators and the European Commission, 1518/601/2016, 50 s.

ENTSO-E, Network code on electricity balancing, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 4.2.2016a): <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>

ENTSO-E, Latest Updates & Milestones, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 28.7.2016b): <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/updates-milestones/Pages/default.aspx>

eSett Oy. Verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.9.2016a): <http://www.esett.com/>

eSett Oy (2016b). Nordic Imbalance Settlement Handbook, Instructions and Rules for Market Participants, 131 s.

Euroopan komissio (2015). Energiamarkkinoiden uutta rakennetta koskevan julkisen kuulemisen käynnistämisestä, Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle ja alueiden komitealle, COM(2015) 340 final, 17 s.

Euroopan komissio (2016). Commission regulation of establishing a guideline on electricity balancing. Service-level draft for the purposes of an initial discussion with Member States on 23 June 2016, 55 s.

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EY) N:o 714/2009 verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa ja asetuksen (EY) N:o 1228/2003 kumoamisesta (2009). 714/2009.

Fingrid Oyj (2012). Tasepalvelun sovellusohje, tasepalvelusopimuksen liite 1, 20 s.

Fingrid Oyj (2015). Maksukomponentit ja niiden määräytyminen, yksikköhinnat, maksuehdot sekä verot, tasepalvelusopimuksen liite 2, 3 s.

Fingrid Oyj, Nordic finer time resolution stakeholder presentation. Esityskalvot: sidosryhmätilaisuus 18.2.2016, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.8.2016a): http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Ajankohtaisten%20liitteet/2016/Nordic%20finer%20time%20resolution_stakeholder_presentation.pdf.

Fingrid Oyj, Sähkömarkkinat, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.4.2016b): <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj, Säättö sähkömarkkinat, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.4.2016c): <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/saatosahkomarkkinat/Sivut/default.aspx>

Fingrid Oyj, Tasesähkökauppa ja taseselvitys, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.3.2016d): <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/Sivut/default.aspx>

Frontier economics (2016). CBA of a Change to the Imbalance settlement period, a report for ENTSO-E 155, s.

Holttinen, H. (2012). Imbalance Costs of Wind Power for a Hydro Power Producer in Finland, Wind Engineering, Vol. 36(1), ss. 53-67.

Ilmatieteen laitos, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.9.2016): <http://ilmatieteenlaitos.fi/>

Laine, J. (2011). Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 103 s.

Miettinen, J., Holttinen, H., Piironen, M. & Ämmälä, J. (2015). Wind power forecasting at Transmission System Operator's control room, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, ss. 1-5.

Mutanen, A. (2010). Customer classification and load profiling based on AMR measurements, tutkimusraportti. Tampereen teknillinen yliopisto, 37 s.

Nord Pool, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.4.2016): <http://www.nordpoolspot.com/>

Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, S. & Mäkelä, M. (2015). Sähkömarkkinat - Opintomoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Piispanen, M., Asiantuntija, Energiategollisuus ry. Sähköposti 19.8.2016.

Pöyry Management consulting (UK) Ltd. (2011). Balancing resource options: an alternative capacity mechanism, 30 s.

Remppis, S., Gutekunst, F., Weissbach, T. & Maurer, M. (2015). Influence of 15-minute contracts on frequency deviations and on the demand for balancing energy, International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age; Proceedings of, ss. 1-7.

Sauli, M. Sähkömarkkinat muuttumassa Euroopassa – Suomea uhkaa jopa 250 miljoo-
nan lasku, YLE, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.6.2016): [http://yle.fi/uutiset/sahko-
markkinat_muuttumassa_euroopassa__suomea_uhkaa_jopa_250_miljoon_lasku/8911059](http://yle.fi/uutiset/sahko-markkinat_muuttumassa_euroopassa__suomea_uhkaa_jopa_250_miljoon_lasku/8911059)

Shahzadeh, A. (2015). Improving load forecast accuracy by clustering consumers using smart meter data, 2015 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN), ss. 1-7.

Sähkömarkkinalaki (2013). 588/2013.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (2009). 66/2009.

Valtonen, P., Partanen, J. & Honkapuro, S. (2012). Electricity retailer profit optimization in different operational environments, tutkimusraportti. SGEM, 85 s.

van der Veen, R. & Hakvoort, R. (2009). Balance responsibility and imbalance settlement in Northern Europe — An evaluation, Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European, ss. 1-6.

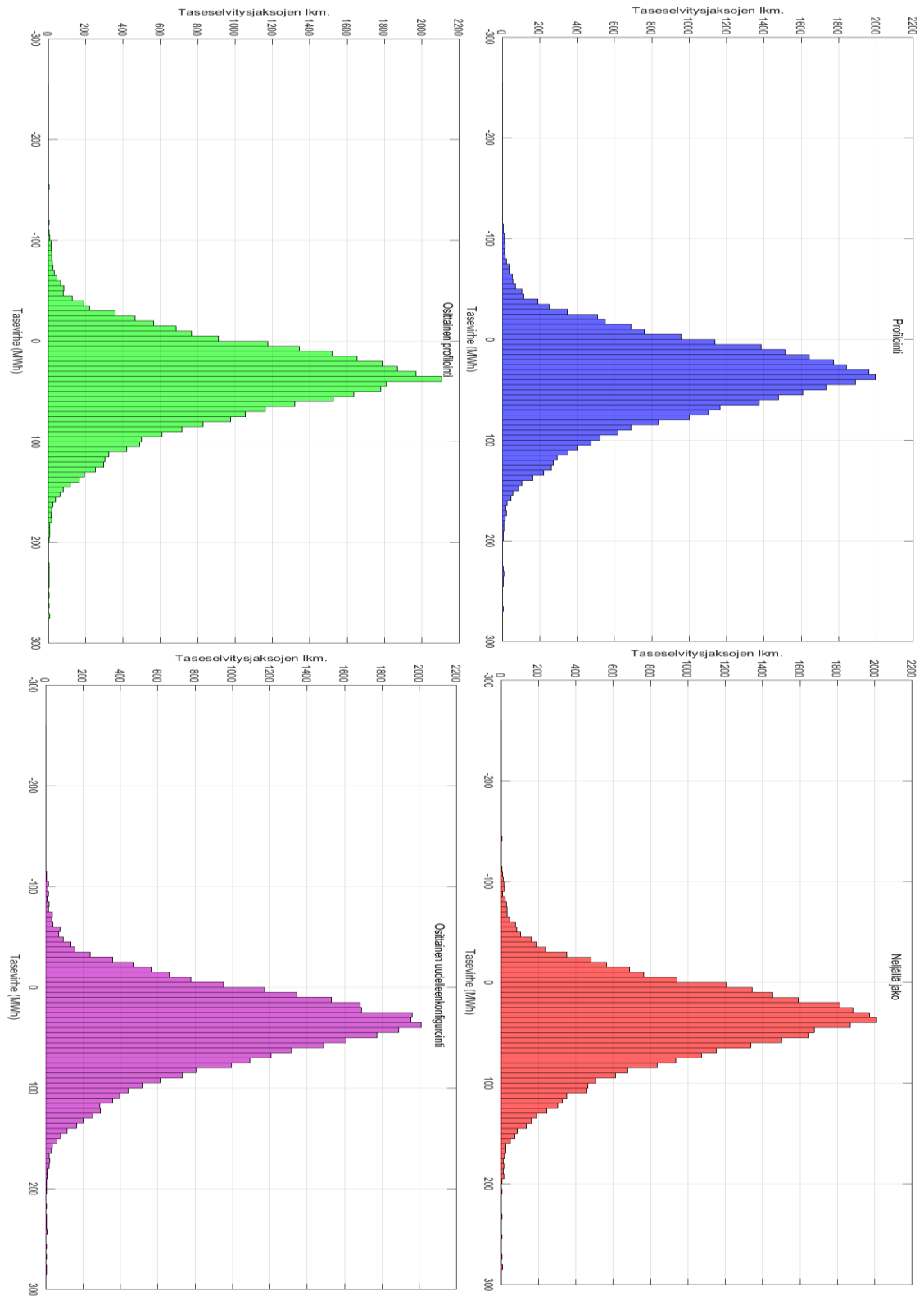
Westerlund, J. (2013). Sähkönkulutuksen ennustaminen ja sen vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin. Diplomityö, Aalto-yliopisto, 94 s.

LIITE A: ESIMERKKI PROFILOIDUSTA TUOTANNOSTA

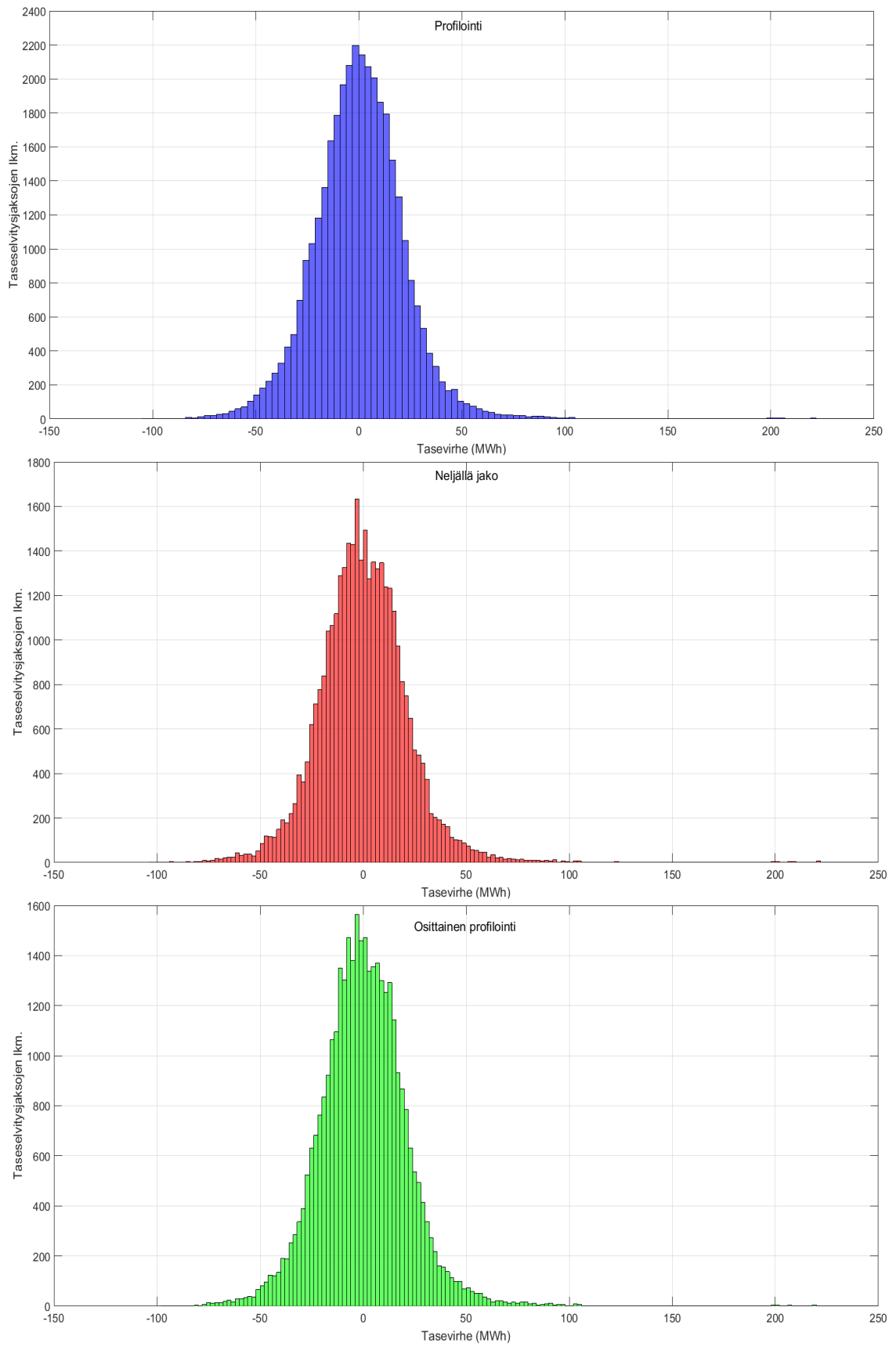


Kuva A.1. Erään arkipäivän tuotanto esitettynä tunnin ja 15 minuutin keskiarvoina ja profiloituina 15 minuutin arvoina.

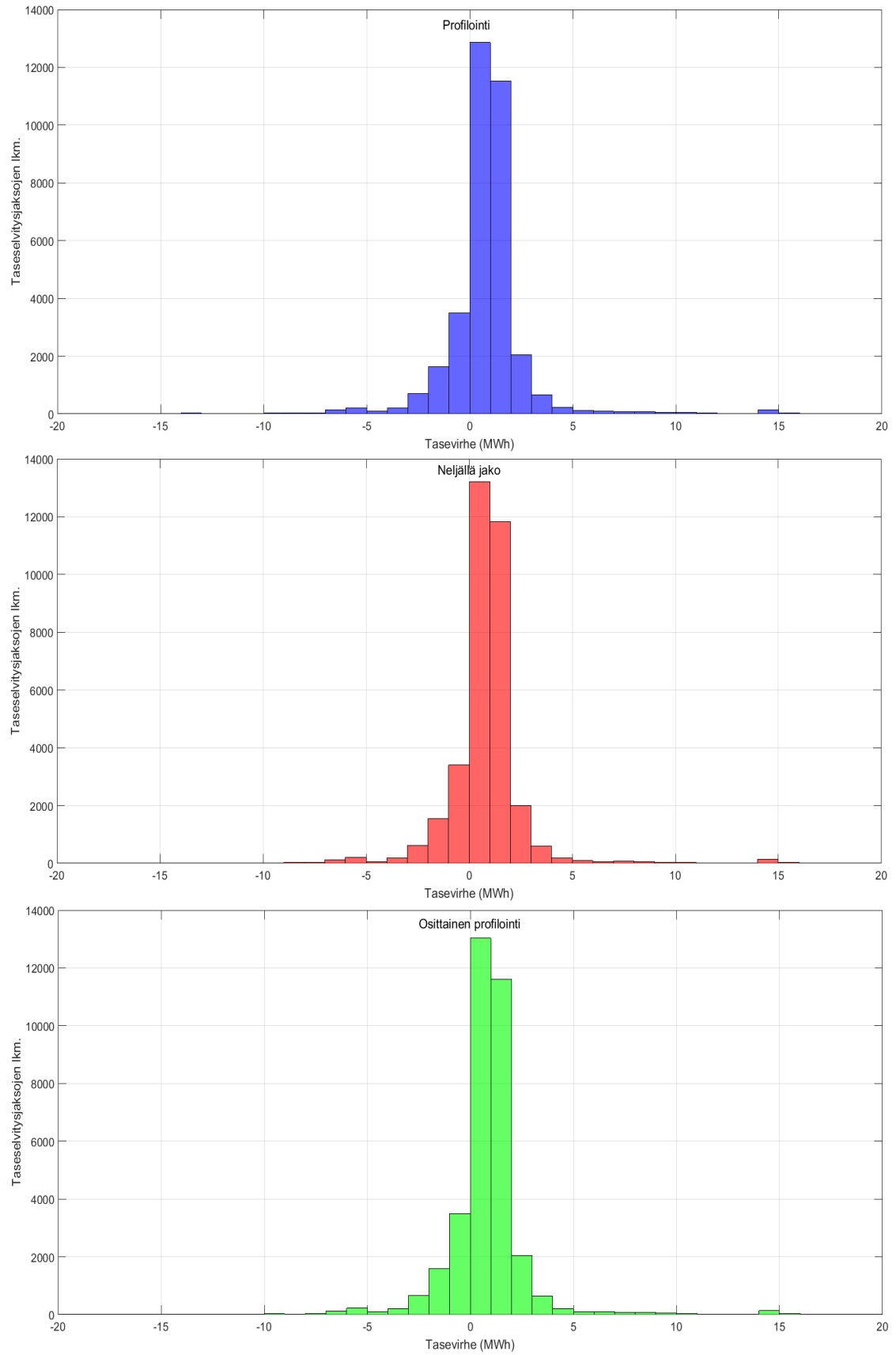
LIITE B: TASEVIRHEIDEN JAKAUMAT



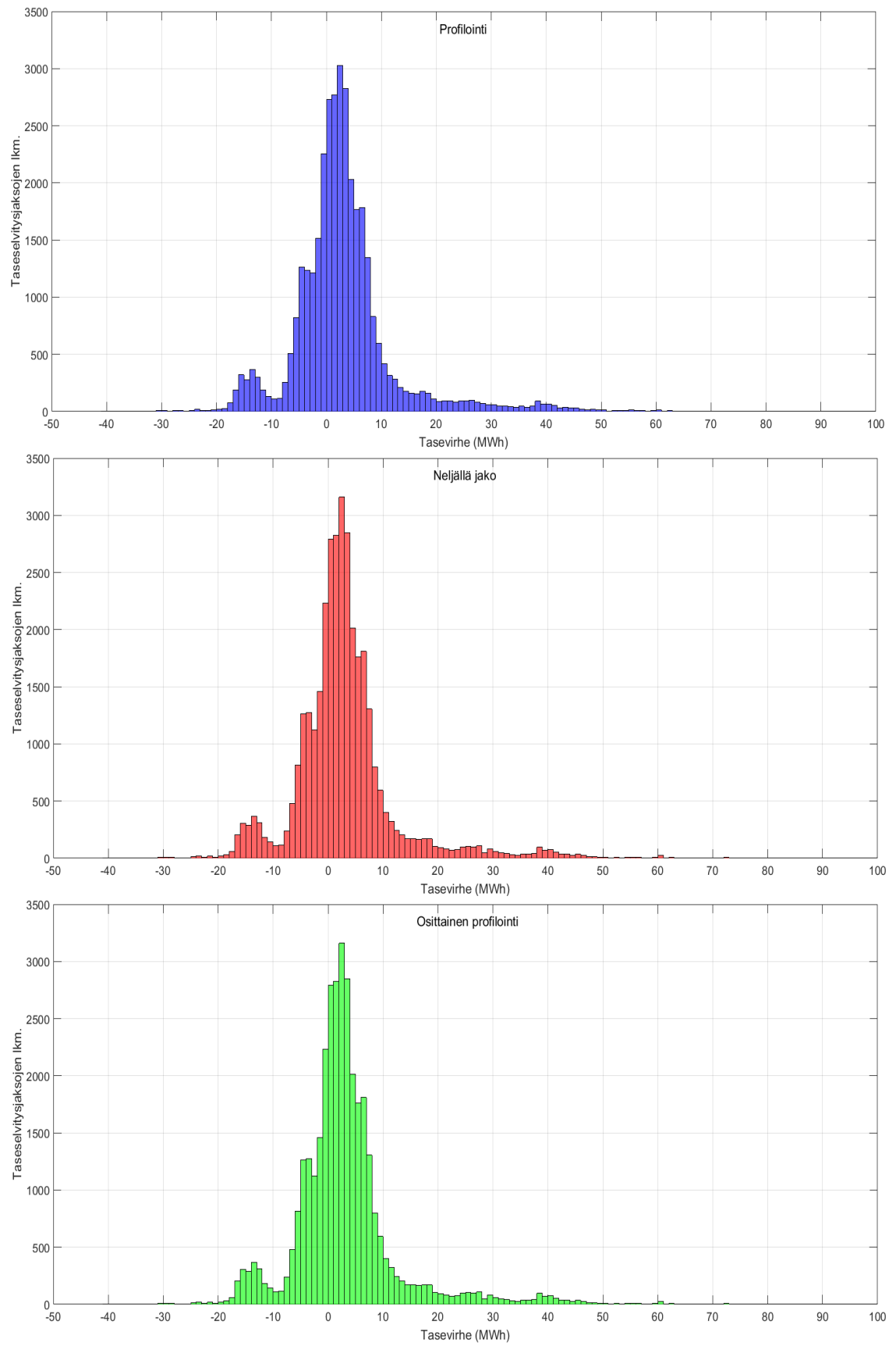
Kuva B.1. Kokonaistuotannon tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa.



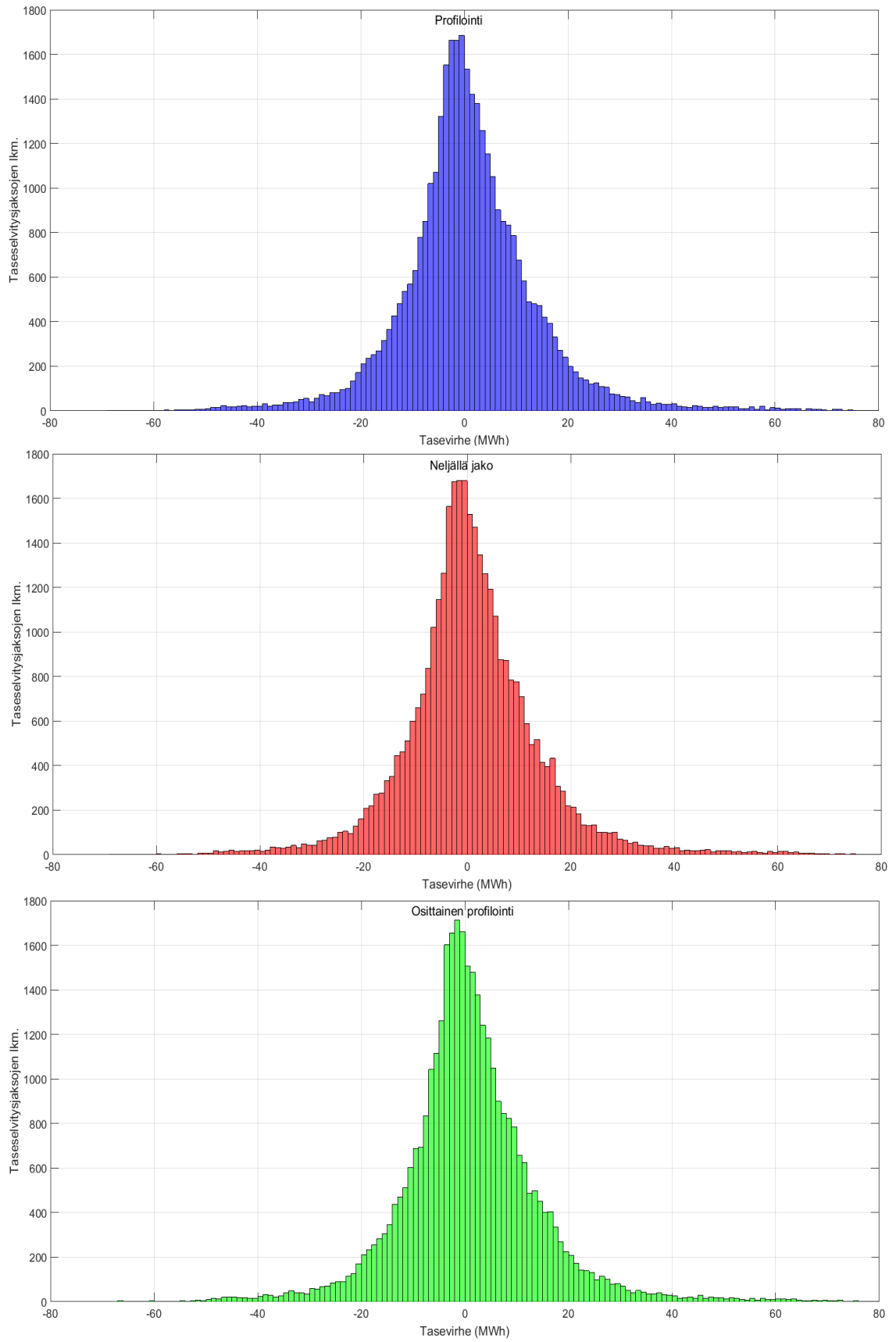
Kuva B.2. Vesivoiman tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa.



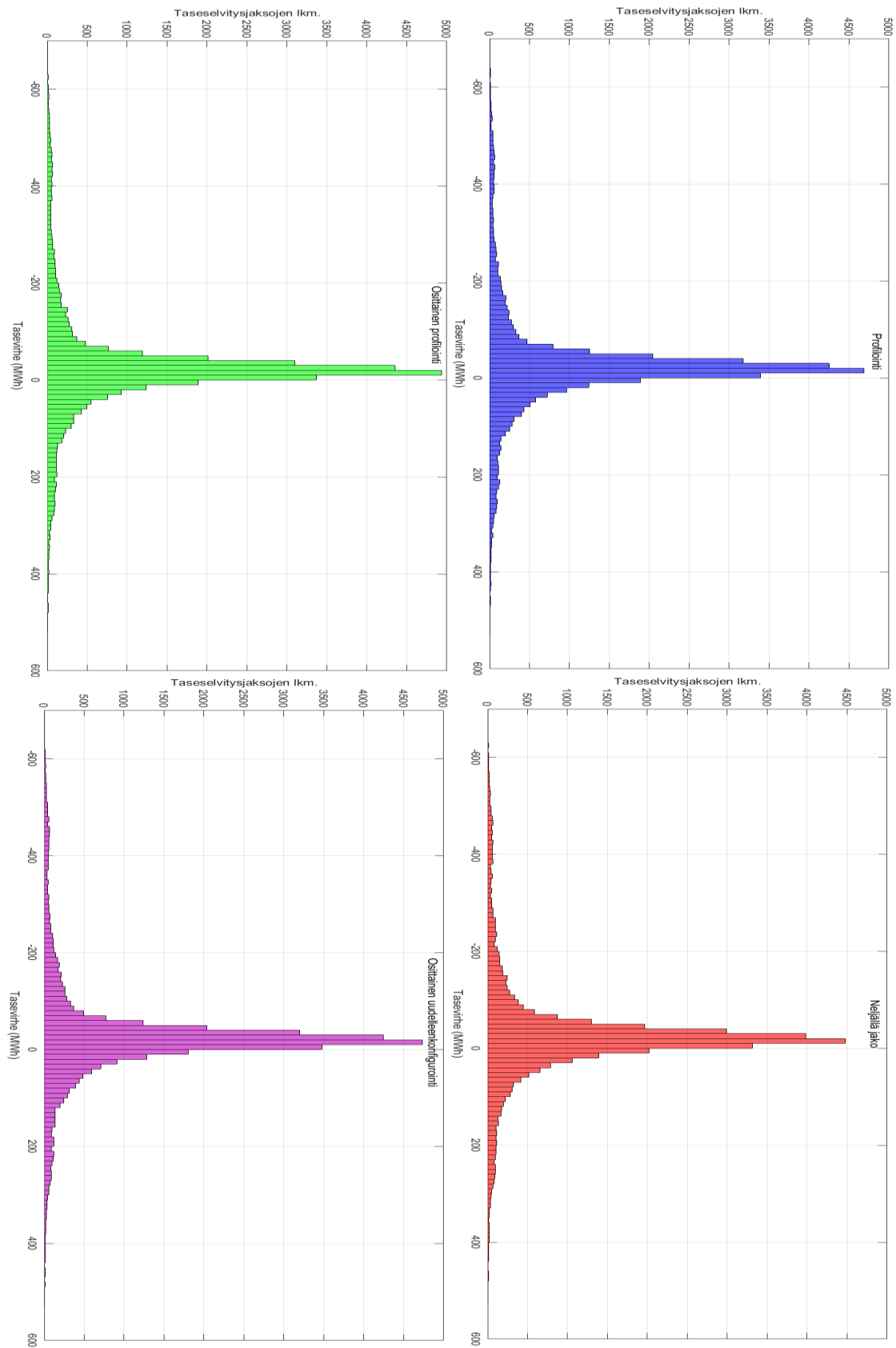
Kuva B.3. Ydinvoiman tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa



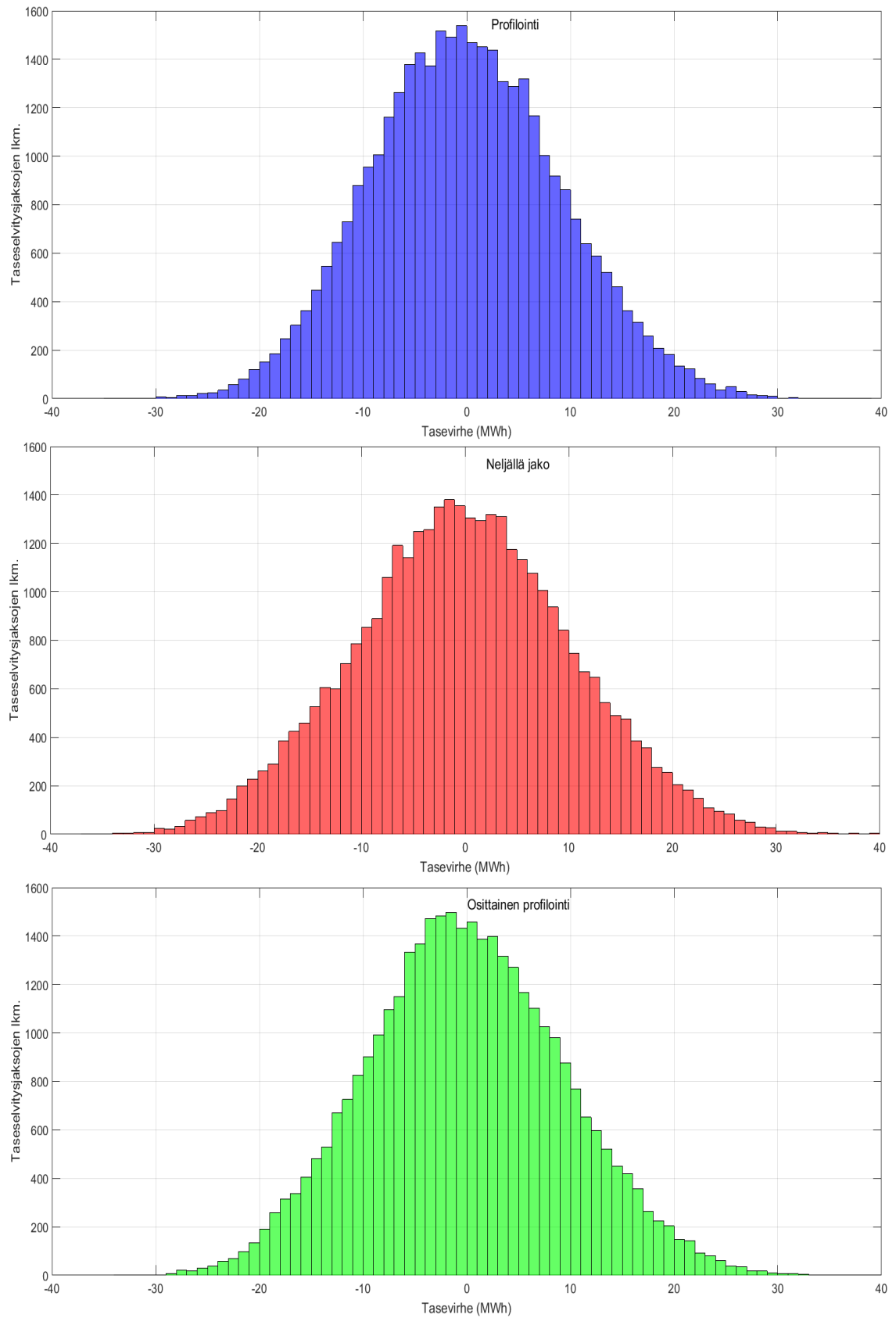
Kuva B.4. Lauhdevoiman tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa



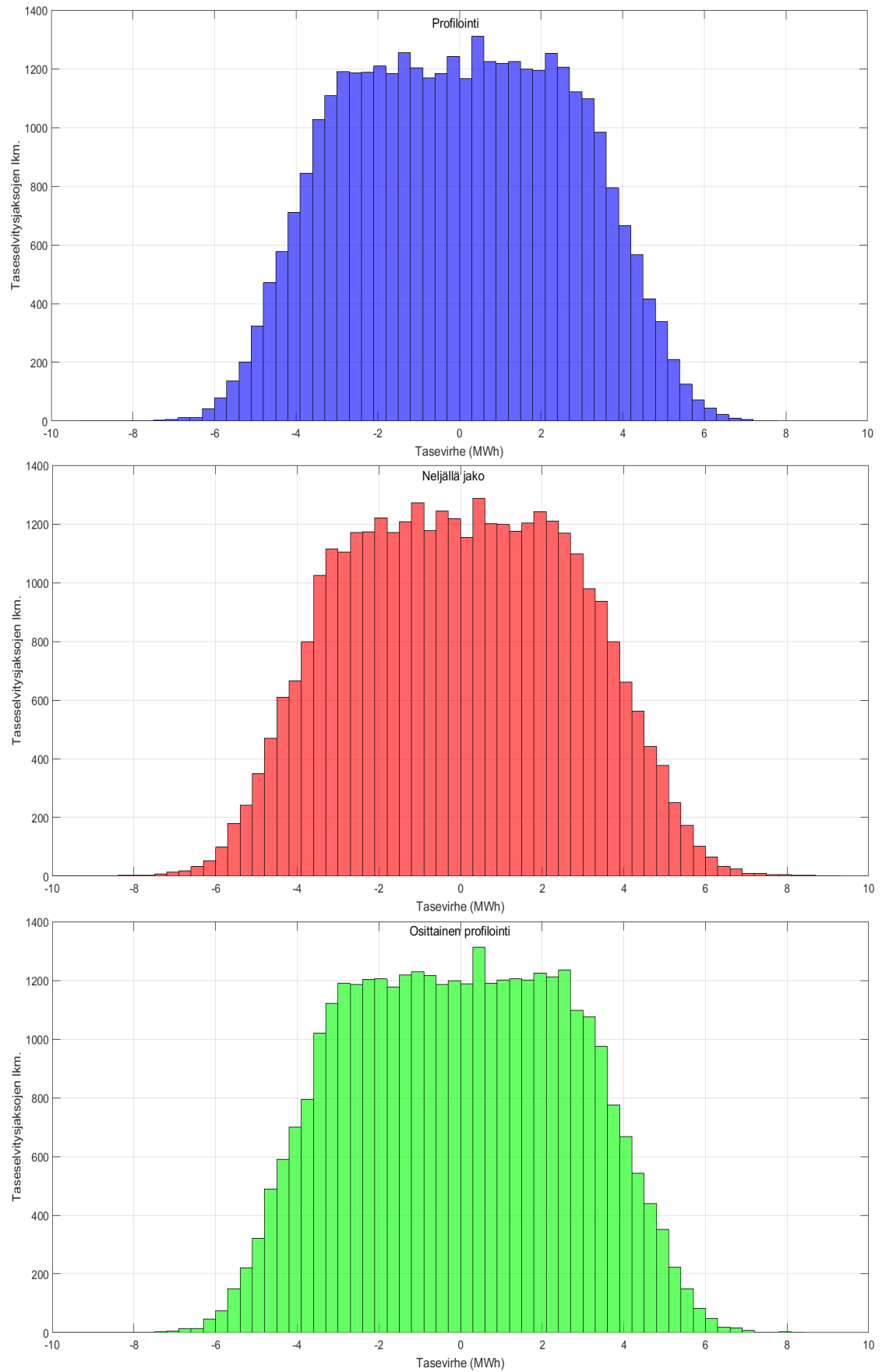
Kuva B.5. Tuulivoiman tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa



Kuva B.6. Kokonaiskulutuksen tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa.

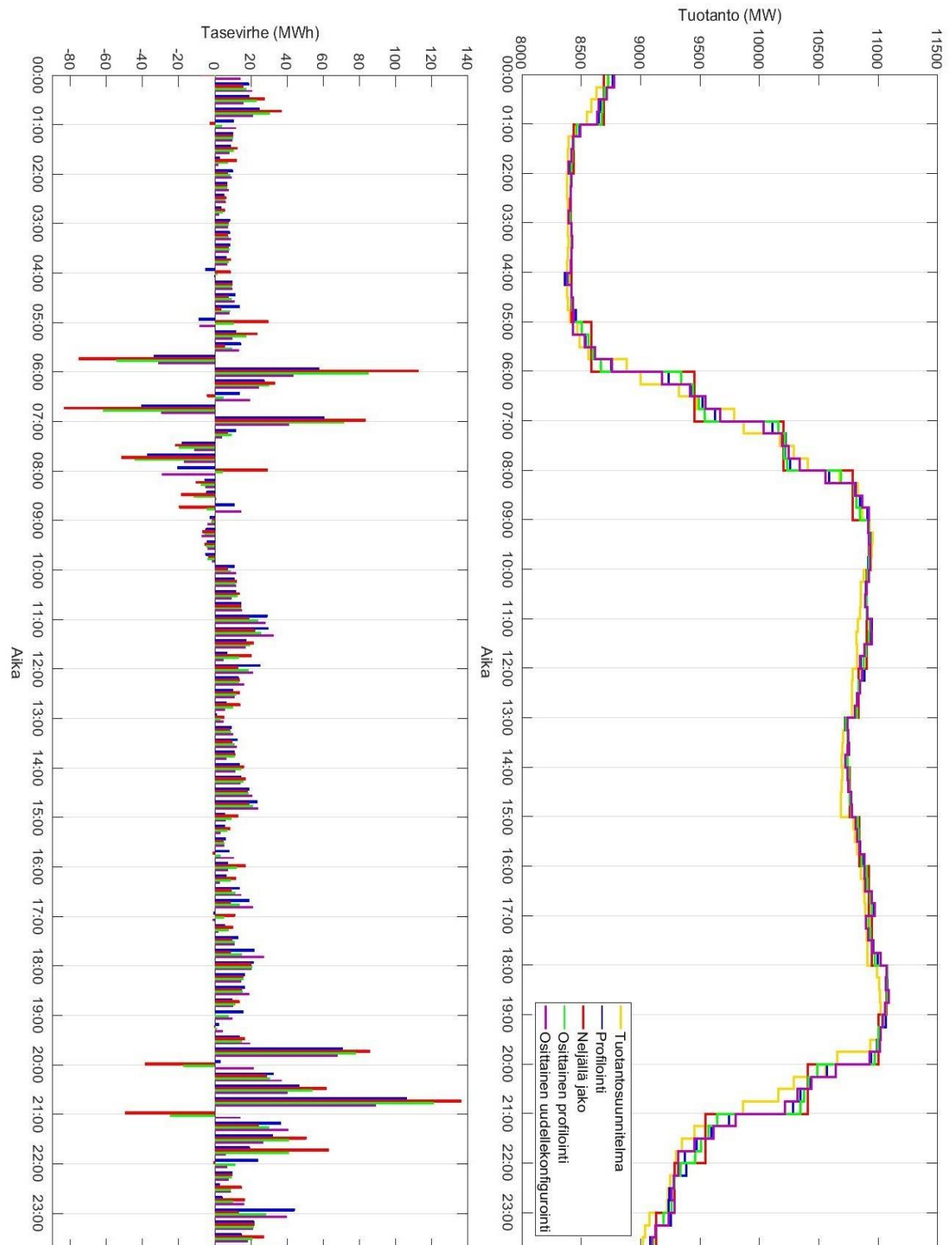


Kuva B.7. Teollisuuslaitoksen tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa.

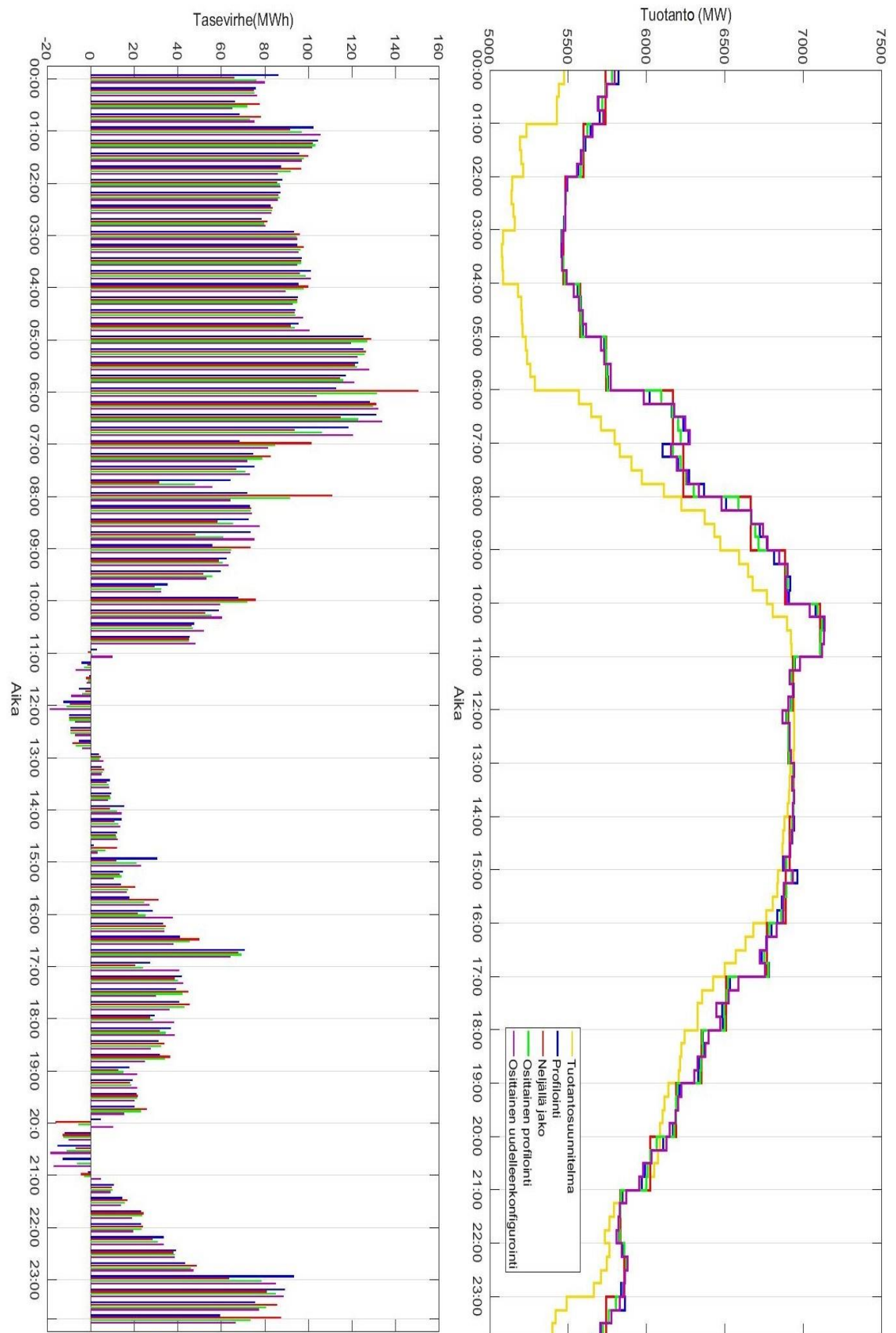


Kuva B.8. Kaupunkialueen tasevirheen jakaumat tarkastelluissa skenaarioissa.

LIITE C: KOKONAISTUOTANNON TASEVIRHE TALVI- JA KESÄ- ARKIPÄIVÄNÄ

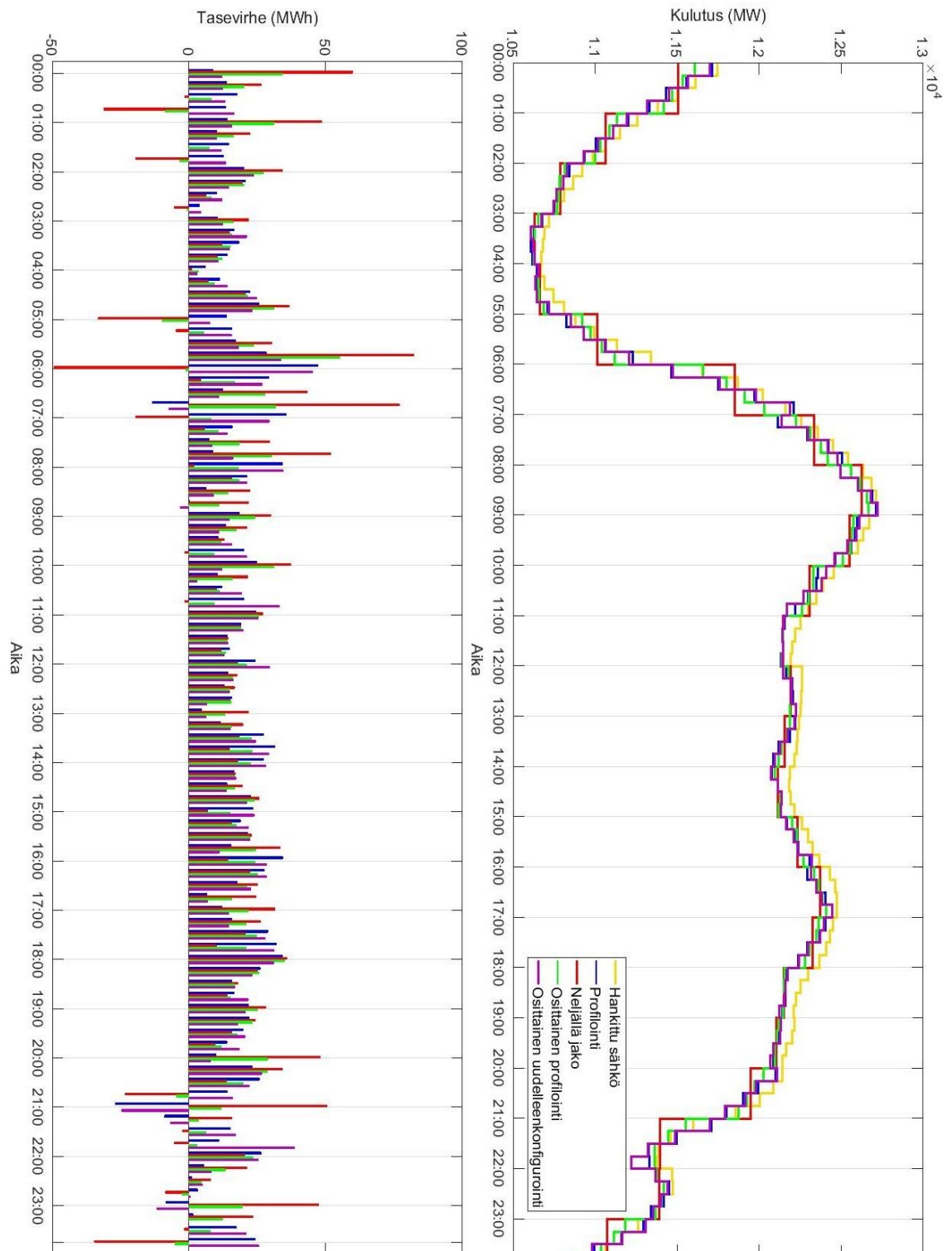


Kuva C.1. Kokonaistuotannon tasevirhe tarkastelluissa skenaariossa eräänä talviarkipäivänä.

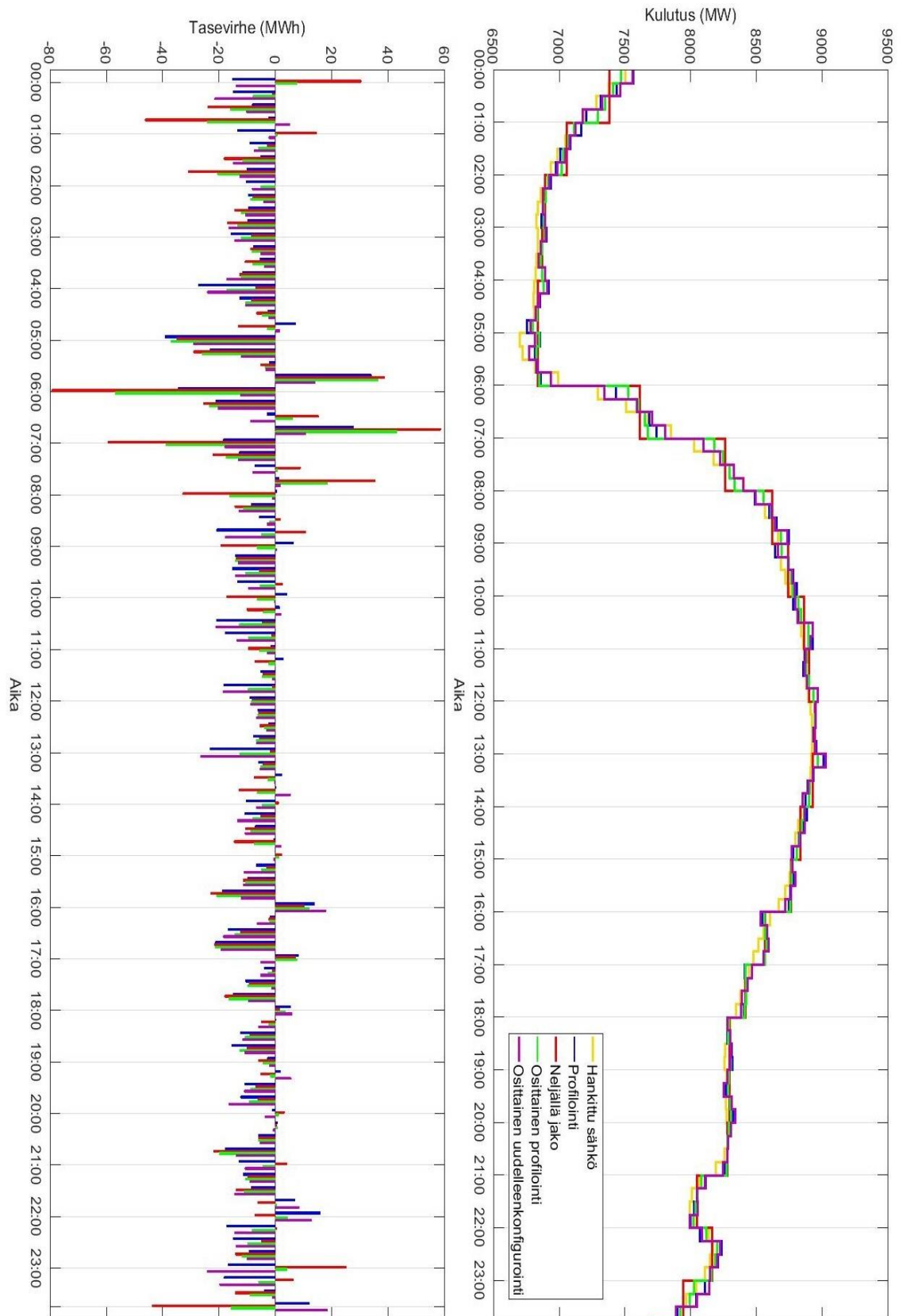


Kuva C.2. Kokonaistuotannon tasevirhe tarkastelluissa skenaarioissa eräänä kesäarkipäivänä

LIITE D: KOKONAISKULUTUKSEN TASEVIRHE TALVI- JA KESÄ- ARKIPÄIVÄNÄ



Kuva D.1. Kokonaiskulutuksen tasevirhe tarkastelluissa skenaariossa eräänä talviarkipäivänä.



Kuva D.2. Kokonaiskulutuksen tasevirhe tarkastelluissa skenaariossa eräänä kesäarkipäivänä.